

SMGChelles

# Schéma directeur du réseau de chaleur de Chelles

Syndicat Mixte de Géothermie de Chelles

Rapport final – 13/10/2021

Version complétée du 01/03/2022

**VOTRE INTERLOCUTEUR :**

Soizic DAULT

06 09 06 03 19

[s.dault@inddigo.com](mailto:s.dault@inddigo.com)



[www.inddigo.com](http://www.inddigo.com)



*Tout droit de reproduction et représentation sont réservés et la propriété exclusive d'INDDIGO SAS, y compris les textes et les représentations iconographiques, photographiques. L'utilisation, la reproduction, la transmission, modification, rediffusion ou vente de toutes les informations reproduites sur ce document (articles, photos et logos compris) ou partie de ce document (texte y compris) sur un support quel qu'il soit, ou encore la diffusion sur un site internet par le biais d'un groupe de discussion, forum ou autre système ou réseau informatique que ce soit, et ce dans le cadre d'une utilisation à caractère commercial ou non lucratif, sont formellement interdites sans l'autorisation préalable et écrite de la société INDDIGO SAS.*

# SOMMAIRE

<b>1</b>	<b>PREAMBULE .....</b>	<b>4</b>
<b>2</b>	<b>DIAGNOSTIC .....</b>	<b>5</b>
2.1	MONTAGE JURIDIQUE ET HISTORIQUE .....	5
2.2	DIAGNOSTIC TECHNIQUE .....	11
2.3	GRILLE D'INDICATEURS DE L'IGD .....	24
2.4	COMPARAISON AVEC D'AUTRES RESEAUX DE CHALEUR AU DOGGER .....	25
2.5	MODELISATION THERMIQUE .....	26
2.6	AUDIT FINANCIER.....	32
2.7	L'ECONOMIE DU CONTRAT.....	36
<b>3</b>	<b>EVOLUTIONS ENVISAGEES DU RESEAU .....</b>	<b>40</b>
3.1	ETAT DES LIEUX DES SOURCES DE CHALEUR A PROXIMITE .....	40
3.2	EVOLUTIONS ET DEVELOPPEMENTS ENVISAGES DU RESEAU .....	43
3.3	DEVENIR DE LA COGENERATION .....	44
3.4	TAUX D'ENERGIE RENOUVELABLE ET TVA .....	47
3.5	PROPOSITIONS DE SCENARIOS.....	48
<b>4</b>	<b>SCENARIOS .....</b>	<b>49</b>
4.1	ELEMENTS TECHNIQUES .....	49
4.2	ELEMENTS FINANCIERS.....	57
<b>5</b>	<b>CONCLUSIONS .....</b>	<b>63</b>
<b>6</b>	<b>ANNEXES .....</b>	<b>64</b>
6.1	ANNEXE 1 : OPPORTUNITE DE CREER D'UN MAILLAGE VIA GAGNY .....	64
6.2	ANNEXE 2 : OPPORTUNITE DE REALISER UN SECOND DOUBLET AU DOGGER .....	64

# 1 PREAMBULE

Afin de disposer d'une vision globale des enjeux de développement de son réseau de chaleur, le Syndicat Mixte de Géothermie de Chelles (SMGC) a lancé l'élaboration d'un schéma directeur, véritable outil d'aide à la décision pour les grandes orientations à prendre concernant l'évolution du réseau.

Les étapes clés d'un schéma directeur sont :

- ✓ Le diagnostic technique, contractuel et financier du réseau de chaleur
- ✓ Une projection à l'horizon 2030 des besoins énergétiques et des évolutions des moyens de production/distribution

L'élaboration des différents scénarios d'évolution avec leurs impacts techniques, économiques, environnementaux et contractuels.

## 2 DIAGNOSTIC

### 2.1 MONTAGE JURIDIQUE ET HISTORIQUE

Le Syndicat Mixte de Géothermie de la Ville de Chelles (SMGC) est l'autorité délégante du réseau de chaleur. Il a été confié, dans le cadre d'une DSP à l'entreprise Chelles Chaleur, filiale du groupe Coriance en 1994. Compte-tenu des différents avenants, le terme de la DSP est prévu en 2043.

L'historique du réseau de chaleur est récapitulé ici :

- ✓ A l'instigation des pouvoirs publics, en juin 1982 le Conseil Municipal lance une étude afin de déterminer les possibilités d'exploiter la géothermie sur le territoire de Chelles ; le Conseil Municipal en octobre 1983 donne un avis favorable à la réalisation d'un réseau de chaleur géothermale.
- ✓ Les études et les travaux ont été réalisés d'octobre 1984 à janvier 1987, date de mise en service du réseau.
- ✓ En juin 1994, pour pallier les difficultés d'exploitation et de gestion rencontrées, le Syndicat décide de concéder l'exploitation et la gestion du réseau de chaleur à la Société Chelles Chaleur (filiale à 100 % de Gaz de France).
  - Le Syndicat a dû renégocier, à nouveau, sa dette en allongeant la durée, soit jusqu'en 2027 avec la garantie de la Ville de Chelles et du Conseil Général de Seine-et-Marne.
  - La redevance du Concessionnaire est depuis cette période fixée forfaitairement en tenant compte des charges financières et de gestion du Syndicat et évoluera en fonction de la mise en œuvre du plan de développement adopté en 2002 et du schéma directeur de développement 2011/2016.
- ✓ En juin 1995
  - Signature de l'**avenant n°1** actant le versement de la caution bancaire.
- ✓ En juin 1997 : signature de l'**avenant n°2** actant :
  - le principe de la création d'un compte conventionnel dans lequel toutes les dépenses engagées par le concessionnaire pour le traitement des réparations liées aux malfaçons liées à la conception du réseau seront pointées. Selon que la procédure judiciaire engagée donne droit ou pas à la Collectivité, celle-ci et le Concessionnaire devaient se rencontrer pour discuter du financement des travaux en cas de remboursement par les assureurs ou de la prise en charge par la Collectivité dans le cas contraire.
  - La mise en place d'une autre redevance due à la Collectivité.
  - La mise en place d'une centrale de dégazage financée par la Collectivité. Pas de modification des tarifs.
  - Le principe du lancement d'étude de faisabilité pour la mise en place d'une unité de cogénération.
  - La création de nouveaux éléments d'information pour la Collectivité.
- ✓ En 1999/2000, suite au rapport favorable de l'expert intervenu dans le contentieux CORD, des travaux de remise en état du réseau ont été réalisés pour les secteurs Mairie, Collège Weczerka, Saint-Hubert, Bois Madame et zone industrielle de la Trentaine.
- ✓ En 2000 :
  - Installation d'une unité de dégazage permettant l'amélioration significative des performances des puits (élimination quasi totale du biogaz par le dégazeur).
  - Raccordement au réseau de chaleur de la pile à combustible expérimentale installée à Chelles.

- ✓ En 2001, mise en exploitation d'une centrale de cogénération de 7,85 kWh, financée et exploitée par le Concessionnaire, implantée 45 Chemin du Vieux Moulin à Chelles, sur un terrain acquis par le Syndicat.
  - Signature de **l'avenant n°3** actant la mise en œuvre d'une cogénération associée à un contrat avec obligation d'achat d'électricité d'une durée de 12 ans, les recettes de vente d'électricité étant perçues par le délégataire ; la création d'une nouvelle tarification unifiée prenant la forme suivante :
    - R1u : coût proportionnel de la chaleur appliqué aux consommations réelles de chaque abonné exprimé en €/MWh ;
    - R2u : coût annuel incluant les coûts de conduite et le GER appliqué à la puissance utile de chaque abonné et exprimé en €/kW ;
    - R3u : redevance annuelle couvrant le coût du financement du réseau appliqué à la puissance utile de chaque abonné et exprimé en €/kW.

Le tarif R3u est différencié par type de famille d'abonnés. Cet avenant acte aussi la mise en place d'une nouvelle indexation en lien avec la nouvelle tarification et la création d'un : système d'intéressement de la Collectivité au résultat du Concessionnaire.

	Avenant 3 valeur avril 2001
R1 €HT/MWh	6,880 €
R2 €HT/kW	49,070 €
R3 Logement €HT/kW	34,540 €
R3 ets pub hopital et piscine €HT/kW	93,050 €
R3 bât communaux €HT/kW	76,800 €
R3 autres €HT/kW	61,180 €
R3 scolaires	100,700 €

- ✓ En 2002
  - Adoption du plan de développement du réseau suite aux études réalisées par le Cabinet TETA avec un financement partagé entre l'ADEME, la Région Ile-de-France, le Concessionnaire Chelles Chaleur et le Syndicat.
  - Adoption du règlement de service prenant en compte une réduction tarifaire pour les abonnés.
- ✓ En 2003, contentieux CORD et SMT :
  - Jugement du Tribunal administratif de Versailles en date du 22 avril 2004 condamnant les Sociétés CORD – ITEEP.
  - Divers protocoles ont été signés entre les parties pour versement d'une indemnité transactionnelle de 930.000 € pour solde de tout compte.
- ✓ En 2005
  - Développement du réseau et extension du réseau ZAC de l'Aulnoy et signature des contrats nouveaux abonnés.
  - Poursuite des démarches avec l'AGEMO pour la baisse du taux de TVA.
- ✓ En 2006
  - Mise en œuvre de la baisse du taux de TVA.
  - Baisse de la production géothermale due à des incidents sérieux sur le puits.
- ✓ En 2007, mise en œuvre de **l'avenant n° 4** avec signature des renouvellements des contrats des abonnés « historiques ». Cet avenant acte le développement du réseau, la mise en œuvre

d'un nouveau programme d'investissement de 5.352k€ financé par le concessionnaire, la modification de la redevance versée annuellement à la Collectivité ainsi que la mise en oeuvre d'un nouveau contrat de ventes d'électricité produite par la cogénération allant au-delà de 2012.

Un nouveau niveau de tarification est instauré :

	Avenant 4 val janv 2007
R1 €HT/MWh	15,380 €
R2 €HT/kW	58,600 €
R3 Logement €HT/kW	28,000 €
R3 ets pub hopital et piscine €HT/kW	80,000 €
R3 bât communaux €HT/kW	75,000 €
R3 autres €HT/kW	7,000 €
R3 scolaires	75,000 €

De nouvelles formules d'indexation sont également mises en oeuvre.

Un nouveau CEP est joint à l'avenant ainsi que la mise à jour du règlement de service.

- ✓ En 2008 :
  - Mise en oeuvre de la baisse tarifaire pour tous les abonnés.
  - Poursuite du plan de développement avec de nouveaux contacts de raccordement au réseau.
  - Travaux d'extension du réseau pour la desserte de la ZAC Centre Gare.
  
- ✓ En 2009
  - Travaux d'extension Rue Jean Jaurès.
  - Raccordement de 303 logements sur différentes résidences.
  
- ✓ En 2010, adoption du schéma directeur de développement du réseau 2011/2016. Signature de **l'avenant n°5** ayant pour principaux objet l'abandon de la facturation avec acomptes et mises en place d'une facturation mensuelle avec indexation mensuelle des termes tarifaires, la révision des formules d'indexation, l'apport de précision sur le calcul des droits de raccordements ainsi que sur l'amortissement des investissements portés par le concessionnaire. Le principe d'une VNC est adopté pour les biens financés par le concessionnaire retenant une durée de 30 ans pour l'amortissement des moyens de production et réseaux structurants et de 15 ans pour les postes de livraison. Ce principe touche les biens financés à partir d'octobre 2003 et prévoit une soulte de 854k€ en fin de contrat (31/12/2018)

Le niveau des tarifs est modifié comme suit :

	Avenant 5 val avril 2010
R1 €HT/MWh	13,920 €
R2 €HT/kW	81,640 €
R3 Logement €HT/kW	30,120 €
R3 ets pub hopital et piscine €HT/kW	86,070 €
R3 bât communaux €HT/kW	80,690 €
R3 autres €HT/kW	7,530 €
R3 scolaires	80,690 €

Aucun CEP actualisé n'est produit malgré l'évolution des conditions économiques du contrat.

- ✓ En 2011, adoption de l'**avenant n° 6** portant sur la mise en œuvre du schéma directeur et du programme de travaux y afférents, la prolongation de la DSP, la modification de la redevance financière et l'adaptation des tarifs au mix énergétique. Le programme de travaux comprend
  - le forage d'un nouveau doublet géothermique dont la mise en service est prévue pour septembre 2012 ainsi que la mise en service d'une pompe à chaleur en octobre 2018. Le montant de l'investissement est de 14,2M€HT. Ces investissements permettent d'obtenir un taux d'ENR d'au moins 50% permettant au réseau de bénéficier du taux de TVA réduit.
  - le développement du réseau et la rénovation de la centrale de cogénération en 2013 et en 2025 pour un montant de 13,51M€HT.

Les tarifs font l'objet d'une révision présentée ci-dessous:

<b>TARIFS EN EUROS (valeur Août 2011)</b>	
R1 (€HT/MWh en sous-station)	17,995
R2 (€HT/kW)	96,509
R3 Logements (€HT/kW)	30,743
R3 Etablisst hosp. Piscine (€HT/kW)	87,852
R3 Bâtiments communaux (€HT/kW)	82,360
R3 Autres (€HT/kW)	7,686
R3 Etablissement Scolaires (€HT/kW)	82,360

Les tarifs présentés ne tiennent pas compte de subventions. Un terme correcteur est mis en place pour en tenir compte. Toutefois ce terme correcteur est censé être appliqué au terme R2 qui couvre les frais de conduite, de gestion et de GER mais pas les investissements ni leur financement.

Il semble qu'à partir de l'avenant 6, le contenu de chacun des termes R2 et R3 ait évolué sans que cela soit clairement spécifié dans les éléments contractuels. Il en résulte une difficulté de lecture de l'évolution des tarifs notamment de l'impact des investissements ainsi que des coûts de fonctionnement.

L'avenant comprend une étude de faisabilité du doublet géothermique, le détail des investissements, le CEP et la liste des prospects.

- ✓ En 2012
  - Obtention des autorisations administratives pour le forage du nouveau doublet et réalisation de la plateforme pour le forage.
  - Extension du réseau en centre-ville et Rue René Sallé.

- ✓ En 2013
  - Réalisation des travaux de forage des deux nouveaux puits.
  - Mise en exploitation du nouveau doublet au 01/06/2013 : 300m<sup>3</sup>/h – 69°.
  - Baisse tarifaire dès le 1er juin 2013.
- ✓ En 2014
  - Renouvellement des moteurs de cogénération avec un contrat de production électrique et thermique de 12 ans.
  - Extension de l'antenne sud-ouest.
  - Travaux de rénovation et de sécurisation du réseau Rue Auguste Meunier (Pont SNCF).
- ✓ En 2015
  - Travaux de raccord de 5 abonnés, de sécurisation du réseau et de contrôle de l'ancien puits injecteur pour expérimentation.
  - Signature de l'**avenant n° 7** modifiant le planning des investissements (report de la mise en service de la PAC, des ajustements tarifaires, la baisse de la redevance financière annuelle et des changements d'indices).

Le tarif R3 a été modifié pour tenir compte de la modification de la redevance financière due à la Collectivité. Toutefois les différents impacts ne sont pas identifiés.

<b>TARIFS</b>	<b>Valeurs de référence (Août 2011) (€ HT / kW)</b>	<b>Valeurs pour le mois de janvier 2015 (€ HT / kW)</b>
<i>R3 Autres</i>	7,686	7,848
<i>R3 Bâtiments communaux</i>	30,743	31,392
<i>R3 Etablissements hospitaliers / Piscine</i>	87,852	89,706
<i>R3 Logements</i>	30,743	31,392
<i>R3 Etablissements scolaires</i>	30,743	31,392

On constate une incohérence entre les valeurs du R3 pour les bâtiments communaux et les établissements scolaire mentionnés ici au titre de l'avenant 6 et les valeurs inscrites dans l'avenant 6 (cf supra année 2011).

*Note du délégataire : En accord avec le SMGC, il a été décidé d'une harmonisation tarifaire entre les logements, les bâtiments communaux et les établissements scolaires.*

- ✓ En 2016
  - Travaux de raccordement de 4 nouveaux abonnés, de sécurisation du réseau dans le cadre du plan de l'**avenant n° 8** modifiant le plan de développement du réseau et deux baisses tarifaires appliquées au R 2 au 1er juillet 2016 et au 1er juillet 2017. Il convient de noter que ces baisses du tarif R2 prennent en compte le montant des subventions obtenus par le concessionnaire pour le forage du doublet géothermique. Cependant, nous rappelons que le tarif R2 ne concernait pas initialement pas le financement ni l'amortissement des ouvrages qui devait être intégré dans le terme R3.

Le CEP a été mis à jour de même que la liste des prospects et le plan du schéma directeur.

- ✓ En 2017
  - Travaux de raccordement de la résidence Harmonie dans la ZAC de l'Aulnoy composée de 258 logements, et poursuite des travaux de sécurisation du réseau du plan quinquennal.

✓ En 2018

- Renégociation de l'emprunt structuré du SMGC contracté auprès de la SFIL (ex-Dexia) en 2006, (classé 3E Glisser) avec un taux variable de 3,49% en un prêt à taux fixe de 0,48% (classé 1A Glisser), pour un montant de capital de 5 077 847€ (CRD) sur la durée restante jusqu'à l'extinction de la dette en 2027.
- En lien avec cette renégociation a été signé l'**avenant n°9** entérinant la revalorisation de la redevance due par le délégataire au SMGC au titre du financement des ouvrages mis à disposition du délégataire par le Syndicat. Le CEP n'a pas fait l'objet d'une mise à jour.
- Réalisation d'un film de présentation de la géothermie et de ses « vertus » écologiques, véritable support de présentation et de pédagogie vis-à-vis du grand public comme des collectivités partenaires.

✓ En 2019,

- Signature de l'**avenant n°10** ayant pour objet d'acter la réalisation de nouveaux investissements par Chelles chaleur : renouvellement de 1.6km de réseau en résine pour un montant 2,8M€HT et remplacement des chaudières gaz pour un montant de 3,6M€HT. Ces chaudières auront pour vocation de se substituer à la cogénération qui sera arrêtée en 2025. Afin de ne pas impacter le tarif de vente de la chaleur, il a été décidé de prolonger la durée du contrat de 10 ans.
- Le second objet de l'avenant est de fixer la date de la mise en service de la pompe à chaleur à la saison de chauffe 2024/2025, sauf si le délégataire démontre que ce n'est pas structurellement indispensable pour maintenir le taux d'énergies renouvelables. Cependant il est précisé dans l'avenant que cette date peut être repoussée si le concessionnaire montre dans le RAD que le taux d'ENR ne sera pas structurellement inférieure aux minima exigés pour bénéficier du taux de TVA réduit. Rappelons que le taux d'ENR devrait passer à 55% en 2025 et 60% en 2030.
- Si le montant des investissements de modernisation est connu, la durée d'amortissement de ceux-ci ne semble pas être précisée. De même n'est pas mentionnée l'existence potentielle d'une VNC sur ces ouvrages renouvelés. Enfin un CEP actualisé n'est pas annexé, même si un CEP a été demandé par la préfecture pour vérifications.

**On remarque que l'ensemble contractuel présente parfois des incohérences ou des lacunes. Nous avons principalement noté :**

- **Des interrogations sur l'évolution de la construction tarifaire en lien avec les investissements portés par le Concessionnaire. Les impacts sur les tarifs ne sont pas toujours clairement identifiés ; à titre d'exemple, l'avenant 6 a acté de nombreux investissements. Ceux-ci n'ont pas tous été réalisés. Les impacts de la non-réalisation de ces travaux ne sont pas clairement exposés dans les avenants suivants ni leurs annexes. Il en résulte un manque de transparence.**
  - *Précision du délégataire : Il est prévu de mettre en œuvre la pompe à chaleur au cours de la saison 2024/2025 au titre de l'avenant 10.*
- **Une confusion entre le tarif R2 et le tarif R3 pour le traitement des nouveaux investissements et des subventions liées au doublet géothermique. Le tarif R3 couvre le financement des ouvrages or c'est le terme R2 qui semble devoir intégrer l'impact des subventions obtenues par le délégataire (terme correcteur dans l'avenant n°6).**
- **L'absence de CEP corrigé dans certains avenants dont l'impact sur l'économie du contrat est significatif (avenant 9 et 10).**
  - *Note du délégataire : Un CEP suivant l'avenant 10 a été transmis à la préfecture, mais celui-ci n'est pas annexé à l'avenant. Le CEP ayant été transmis tardivement, il n'a pas été analysé par Inddigo.*
- **La prolongation du contrat de 10 ans dans l'avenant n°10 au titre de l'article R3135-1 du code de la commande publique appelle un commentaire. En effet, l'article suscité précise que « Le contrat de concession peut être modifié lorsque les modifications, quel que soit leur montant, ont été prévues dans les documents**

contractuels initiaux, sous la forme de **clauses de réexamen ou d'options claires, précises et sans équivoque**. Ces clauses indiquent le champ d'application et la nature des modifications ou options envisageables, ainsi que les conditions dans lesquelles il peut en être fait usage. »

La lecture du contrat initial de concession ne semble pas contenir de clause telle que décrite dans l'article R3531-1.

Il convient de préciser que cet avenant n°10 a fait l'objet d'une analyse juridique par la préfecture, qui a demandé des analyses complémentaires, dont l'élaboration d'un CEP. Ce CEP ayant été transmis tardivement à Inddigo, il n'a pas été analysé. L'avenant a été validé et certifié exécutoire le 6/02/2020.

- *Note du délégataire : Coriance a réalisé une étude de faisabilité juridique de l'avenant jointe en annexe.*
- *Cette note n'a pas été analysée par Inddigo.*

## 2.2 DIAGNOSTIC TECHNIQUE

### 2.2.1 CARACTERISTIQUES DES MOYENS DE PRODUCTION

Les moyens de production sont, par ordre de production thermique :

- ✓ **Un doublet géothermique** au Dogger.
  - Le débit est de 280 m<sup>3</sup>/h (observé) à une température de 69,5 °C
  - Mise en service en juin 2013 après l'arrêt du doublet initial.
- ✓ Deux moteurs de **cogénération**
  - Puissance thermique : 2 x 4 178 kW
  - Puissance électrique : 2 x 4 042 kW
  - Marque : Eneria
  - Les deux moteurs ont fait l'objet d'une rénovation complète en 2014
  - Contrat d'achat d'électricité réglementé (C13) se terminant en décembre 2025.
- ✓ **Chaudières fossiles en centrale**
  - Chaudière de 6,6 MW au gaz naturel
  - Chaudière de 8 MW mixte gaz/fioul domestique
  - Chaudière de 7,7 MW au fioul lourd
- ✓ **Chaudières décentralisées** (ex-chaufferies des abonnés. Une convention de mise à disposition a été signée entre les abonnés et Chelles Chaleur)
  - Reine Bathilde
    - 2 x 1,75 MW au gaz
  - Résidence Bois Madame / Domaine Périchelles
    - 4 x 350 kW au gaz
- ✓ **Pompe à chaleur**
  - L'avenant 10 prévoit la mise en place de deux pompes à chaleur en 2024
  - Ces pompes à chaleur auront une puissance thermique de 1,5 MW chacune
  - La mise en place de ces pompes à chaleur pourra être reportée à une date ultérieure si le taux d'énergie renouvelable n'est pas structurellement inférieur au seuil permettant de bénéficier d'une TVA réduite.
- ✓ **Chaufferies de secours** (appartenant aux abonnés et ne desservant qu'eux)
  - Piscine (gaz)
  - Résidence Moulin de l'Ilette (gaz)

*Ces chaufferies de secours sont présentées à titre d'information. Elles ne font pas partie du périmètre de la délégation de service public, et les abonnés n'ont pas d'obligation contractuelle à les maintenir.*

Les production « centralisées » (cogénération, puits et chaudières centralisées) sont situées sur un même pôle (au sud-est du réseau), rendant ainsi toute la partie nord vulnérable à des interruptions de service en cas de fuites sur le tronçon en résine.

La puissance de la production (hors puits et chaufferies des abonnés) s'élève à 34 MW.



*Pompe de réinjection*



*Puits de géothermie*



*Echangeur géothermique principal*



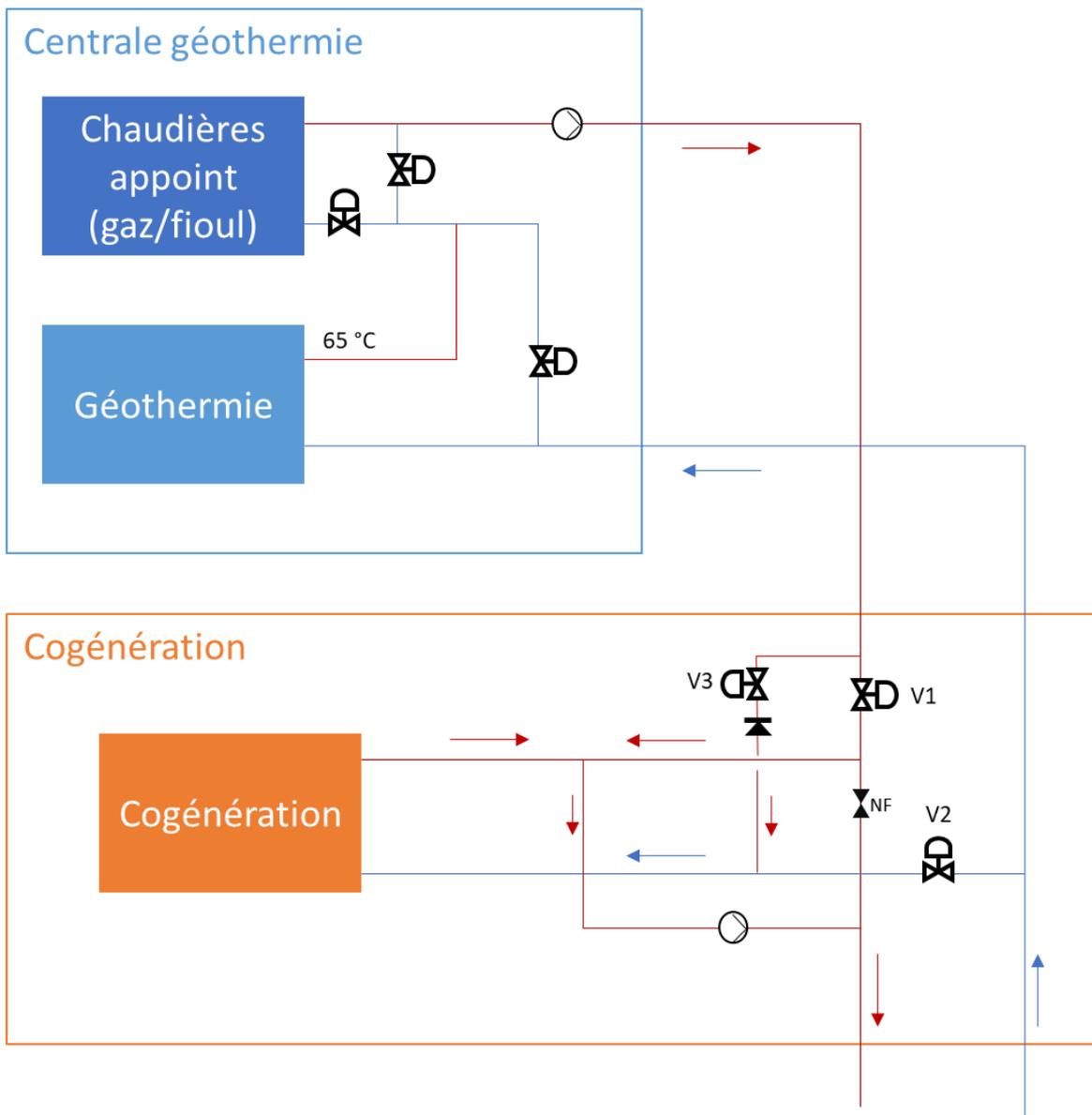
*Chaudière gaz*



Moteur de cogénération

## 2.2.2 FONCTIONNEMENT DE LA PRODUCTION

Le schéma de principe de la production du réseau est présenté ci-dessous.



Le principe de fonctionnement en période de cogénération a été modifié en Janvier/Février 2020.

**En 2019 et auparavant**, la cogénération assurait la production en base, et la température de sortie de la cogénération correspondait à la température de consigne sur le réseau. La géothermie puis les chaudières d'appoint n'étaient sollicitées que si nécessaire. On voit sur les relevés au pas horaire qu'au début du mois de Janvier 2020, la géothermie n'est sollicitée que 2 heures par jour environ (lors de la pointe du matin).

**A partir de Février 2020**, l'ensemble du retour du réseau passe dans les échangeurs de géothermie (la température de sortie est alors de 64 à 65°C environ). En sortie des échangeurs de géothermie, le flux est orienté vers la cogénération qui produit alors à une température qui peut être supérieure à la température de consigne sur le réseau. A noter : la vanne V1 reste ouverte partiellement constamment (23% du débit environ) pour éviter que lorsque les chaudières d'appoint s'allument, elles alimentent directement la cogénération car la vanne V1 est très lente à s'ouvrir.

**Cette solution a l'avantage de valoriser au maximum la géothermie pour la température de retour existante. L'inconvénient est que cette température de retour est réhaussée par le fait que la température de départ sur le réseau dépasse la température de consigne lorsque la cogénération est surpuissante.**

La température de départ sur le réseau est gérée par une loi d'eau qui est 95°C pour -7 °C extérieur ; et 65 par 20°C (mais la cogénération peut produire à une température plus élevée).

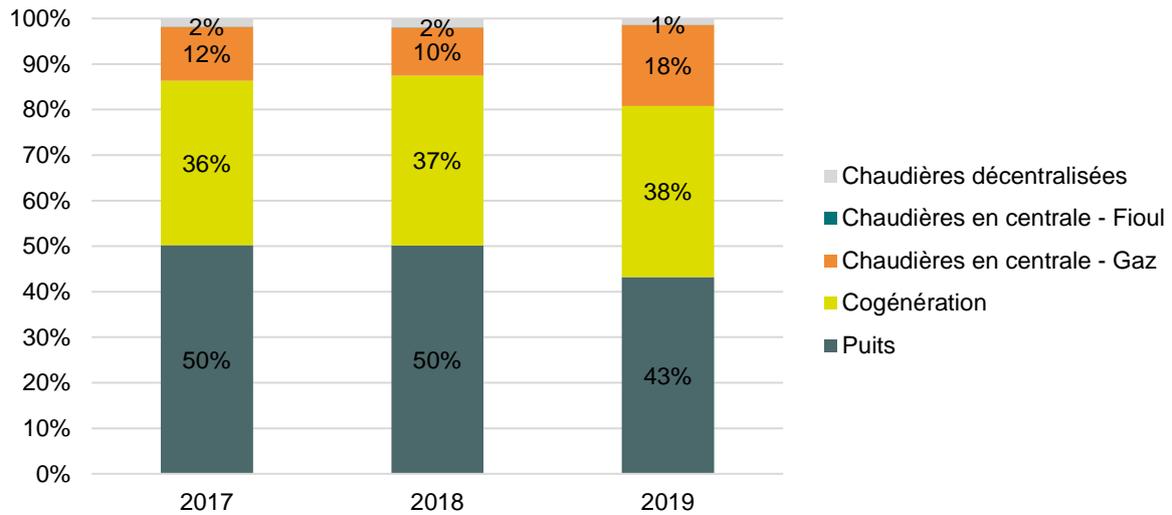
### 2.2.2.1 Mixité énergétique

La mixité énergétique des années civiles 2017 à 2019 est présentée sur les deux graphiques ci-dessous.

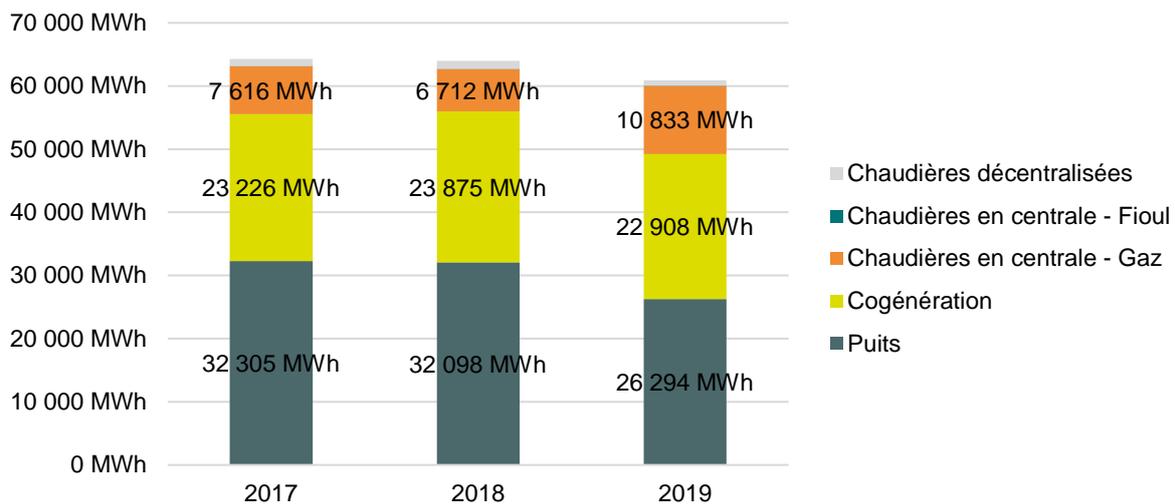
On remarque que :

- ✓ Le taux d'énergie renouvelable en 2019 était de 43%. L'exploitant explique ce faible taux par de nombreuses fuites sur le réseau, qui ont encrassé l'échangeur géothermique, et donc limité sa production.
- ✓ La production d'énergie a légèrement diminué en 2019, alors que les températures extérieures étaient plus faibles en 2019 qu'en 2018. Ceci peut s'expliquer par des rénovations thermiques des bâtiments. A noter également : aucun bâtiment n'a été raccordé en 2019.

## Mixité énergétique



## Production par énergie



### 2.2.2.2 Contenu CO<sub>2</sub>

Réglementairement, le contenu CO<sub>2</sub> du réseau de chaleur de Chelles est fixé à 0,110 kg éq CO<sub>2</sub>/kWh par l'arrêté du 15 septembre relatif au diagnostic énergétique [...] modifié le 17/10/2020.

Les données de l'exploitant indiquent qu'en effet, le contenu carbone du réseau varie depuis 2014 entre 101 kg éq CO<sub>2</sub>/kWh et 133 kg éq CO<sub>2</sub>/kWh. Cette dernière valeur correspond à l'année 2019, où l'énergie fossile a dû palier l'encrassement des échangeurs géothermiques.

## 2.2.3 RESEAU DE DISTRIBUTION

### 2.2.3.1 Etat du réseau

Le réseau de distribution de la chaleur fait partie des enjeux importants de l'exploitation actuellement. En effet, une partie de ce réseau est constituée de canalisations en résine datant de 1986. Cette partie

présente des signes d'usure sévère ou des erreurs de mise en œuvre, de plus, elle est implantée sur à proximité de zones soumises à un risque moyen de retrait-gonflement des argiles. Tous ces éléments rendent extrêmement fragile ces canalisations en résine qui sont à l'origine de nombreuses fuites ces dernières années.

Un audit du réseau de distribution a été réalisé par Sermet en 2013. Depuis cet audit de 2013, des travaux de renouvellement des canalisations par des canalisations en acier pré-isolé ont été menés sur l'antenne Nord (allant de la résidence Schlosser à la Résidence Noue Brossard, ainsi que sur les branchement correspondants). Aujourd'hui le réseau de chaleur de Chelles est composé :

- D'une partie fonte datant de 1986 (origine du réseau). Elle constitue la base du réseau, desservant la partie Nord et la partie Sud.
- D'une partie résine de 1986 (origine du réseau). Cette partie est constituée :
  - D'un tronçon principal depuis le réseau fonte rue Jean Jaurès jusqu'au Nord-Ouest au niveau du complexe sportif,
- D'une partie résine de 1999/2000 :
  - Antenne Saint-Hubert
  - Antenne rue de la Belle Ile
  - Antenne Périchelles
- D'une partie en acier pré-isolé (branche Nord allant de la résidence Schlosser à la Résidence Noue Brossard notamment, ainsi que plusieurs antennes), mise en place depuis 2005.

Cet audit a amené le SMGC et Chelles Chaleur à contractualiser dans l'avenant n°10 la rénovation de 1,6 km de canalisations pour 2,8 M€ HT. Le prix moyen de la rénovation est donc de 1 750 € HT/ml de canalisation, ce qui paraît assez élevé, sachant que le réseau résine ne sera pas évacué.

### 2.2.3.2 Possibilités d'extension

Deux critères doivent être réunis pour pouvoir étendre le réseau :

- ✓ Les canalisations doivent permettre le passage d'un débit (et donc une puissance) supplémentaire,
- ✓ Les sous-stations en bout de réseau doivent être alimentées avec une pression suffisante, sans que la pression au refoulement des pompes soit trop importante.

### Débit/puissance supplémentaire disponible dans chaque zone

	Puissance	DN	Puissance max (Delta T = 40 K)	Utilisation de la capacité actuellement	Capacité restante hors foisonnement (kW)
Nord-Ouest (dont Périchelles)	7 174 kW	200	14 478 kW	50%	7 304 kW
Centre-ville	12 227 kW	250	22 686 kW	54%	10 459 kW
Sud-Ouest	5 300 kW	250	22 686 kW	23%	17 386 kW
Centre-Gare	1 203 kW	300	32 071 kW	4%	30 868 kW
Gambetta-Aulnoy	4 799 kW	300	32 071 kW	15%	27 272 kW

### Pression

Le territoire de Chelles (or abords du Fort) est relativement plat.

Les sous-stations les plus éloignées sont les sous-stations « Bois Madame » ou « Périchelles », sises avenue du Bois Madame. Elles sont à environ 3,87 km de la centrale. En considérant une baisse de pression de 20 mmCE/m, la perte de charge est de 77 mCE, soit 7,7 bar. En sachant que la pression au refoulement des pompes est de 10,5 bar, la limite est atteinte ! Nous serons donc attentif à cette problématique dans le cas d'une extension vers le Nord-Ouest.

## 2.2.4 SOUS-STATIONS

### Comptage

La facturation de l'énergie est réalisée à partir de compteurs calorimétriques. Le plus souvent, il y a deux compteurs dans chaque sous-station, l'un général, l'autre pour le chauffage ou l'ECS. Il est également possible de trouver des sous-stations avec un compteur pour le chauffage, un autre pour l'ECS.

### Supervision

L'exploitant du réseau de chaleur rénove actuellement la supervision de toutes les sous-stations, qui seront reportées via le réseau de téléphonie mobile en centrale.

### Production de l'eau chaude sanitaire

Contrairement à la majorité des réseaux de chaleur, la production d'eau chaude sanitaire est réalisée grâce à deux échangeurs dans les sous-stations « historiques » :

- ✓ L'un pour réchauffer le bouclage
- ✓ L'autre pour charger les ballons de stockage.

Les sous-stations visitées sont équipées de grands volumes de stockage d'eau chaude sanitaire, et la charge des ballons est arrêtée pendant les heures de pointe (5h – 8h).

### Gestion de la température de retour

Certaines sous-stations sont raccordées via trois tubes :

- ☑ Un tube haute température (départ des centrales de productions)
- ☑ Un tube moyenne température (qui correspond au retour d'autres sous-stations)
- ☑ Un tube basse température (retour vers les centrales)

C'est par exemple le cas de deux des quatre trois sous-stations anciennes visitées :

- ☑ La sous-station de la résidence de la Noue Brossard est alimentée par le retour du groupe scolaire des Aulnes,
- ☑ La sous-station **Schlosser** (C8) est alimentée par le retour des sous-stations en amont, grâce à un branchement trois tubes,

Dans la sous-station Schlosser, une pompe aspire une partie du débit à la sortie de l'échangeur de production ECS (côté primaire), pour la réinjecter à l'entrée (toujours côté primaire) afin d'épuiser au maximum la température.

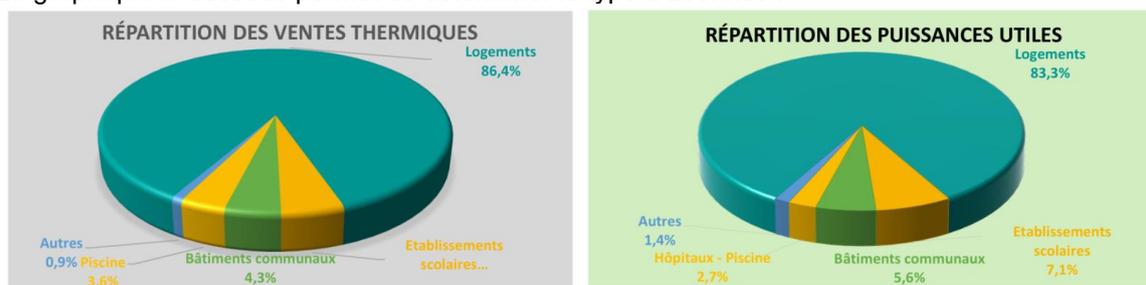
La sous-station « **Périchelles** » est alimentée par deux tubes, mais les deux échangeurs ECS sont alimentés par un mélange haute-température – retour de la production de chauffage comme on peut le voir sur le schéma ci-dessous.



Dans la sous-station « **Terrasse de l'abbaye** », mise en service en Mars 2021, on note qu'il n'y a ni troisième tube ni cascade réalisée pour limiter la température de retour.

## 2.2.5 TYPOLOGIES D'ABONNES

Le graphique ci-dessous permet de déterminer le type d'abonnés :



Source : Rapport annuel du délégataire sur l'exercice 2019

Au 31 décembre 2019, les abonnés sont au nombre de 81.

L'office public de l'habitat « Marne et Chantier Habitat » est le plus gros abonné du réseau avec une puissance souscrite de 6 137 kW et 13 sous-stations, soit presque 20% de la puissance souscrite totale. Pour rappel, ce bailleur était membre du SMGC jusqu'au 31 décembre 2020. La Ville de Chelles quant à elle, représente 10% de la puissance souscrite (3 084 kW) répartie sur 18 sous-stations.

A noter : le groupe scolaire Lise London fait partie des abonnés mais n'est pas raccordé au réseau de chaleur. Sa chaufferie est néanmoins exploitée et maintenue par Chelles Chaleur.

## 2.2.6 AUDITS ET ETUDES EXISTANTS

Le dernier schéma directeur sur le réseau de chaleur date de 2010, et a été réalisé par Saunier & Associés.

Un audit complet du réseau de distribution a été réalisé par le BET Sermet en 2013. Cet audit a notamment permis de planifier la rénovation du réseau en résine.

## 2.2.7 TEMPERATURE DE RETOUR ET VALORISATION DE LA GEOTHERMIE

Comme pour tous les réseaux de chaleur géothermique, la faiblesse de la **température de retour** est très importante pour maximiser la ressource géothermique.

### Conception du réseau et des sous-stations

Le réseau de chaleur de Chelles présente la particularité d'avoir un troisième tube le long sous l'avenue Sylvie (branche allant vers le Sud-Ouest), ce qui permet d'épuiser au maximum la chaleur. On constate que l'extension sud-ouest, réalisée plus récemment, n'a pas été prolongée avec 3 tubes.



*Plan du réseau et localisation des tronçons en trois tubes.*

Secteur nord : Le retour alimente en moyenne température la sous-station Schlosser

Secteur sud : une vanne à pression différentielle limite le débit du tube retour vers la cogénération.

**Sous-station Schlosser (C8) :** La sous-station Schlosser est l'une des trois plus grosses sous-stations du réseau. Le chauffage est produit à partir d'un tube « moyenne température » qui correspond au

retour des sous-station en amont. En effet, les besoins en température sont faible car la résidence est chauffée par des planchers chauffants.

- ☑ **Les sous-stations construites récemment ne sont pas conçues de manière à épuiser au maximum la température de retour (pas de cascades entre échangeurs, raccordement de l'eau froid non juste en aval de l'échangeur, pompe de recycle secondaire ECS non pilotée...), ce qui, in fine, pénalise la valorisation de la géothermie.**

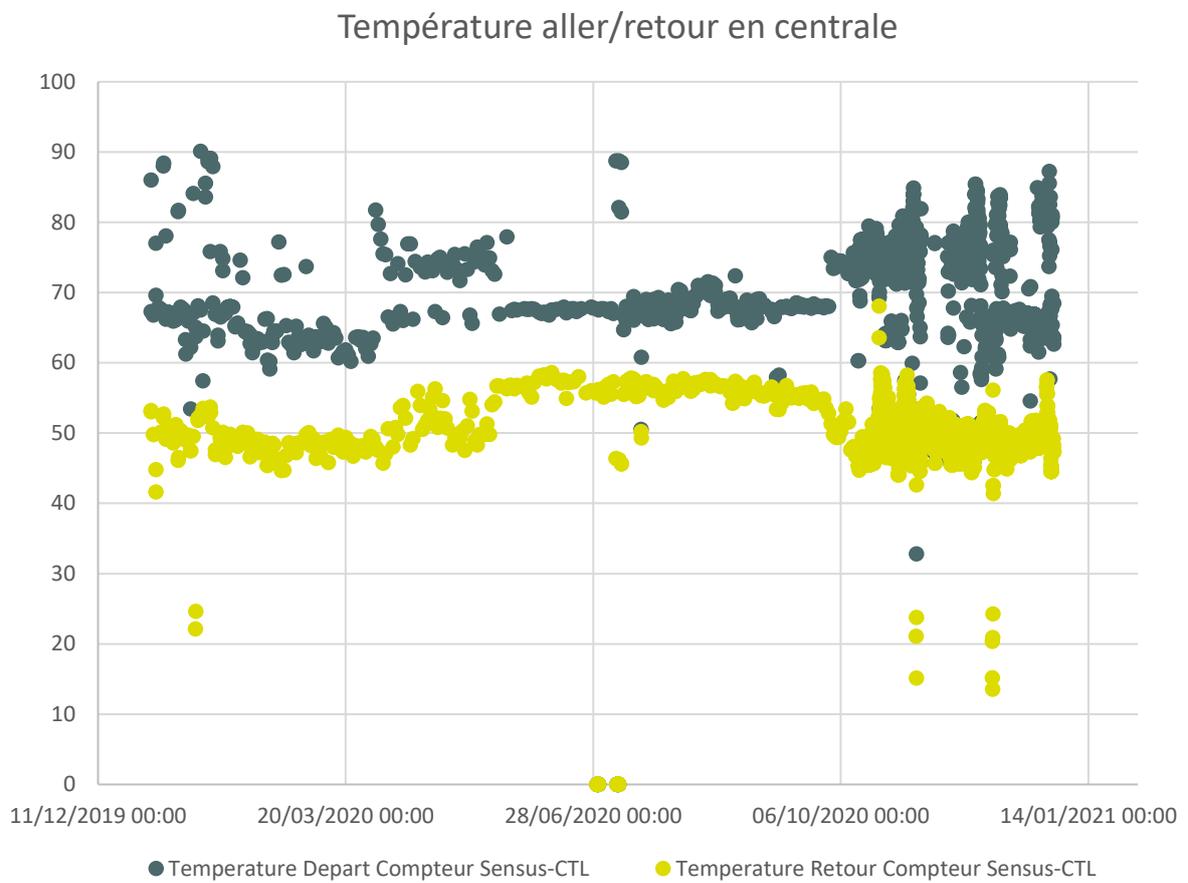
### **Echangeur géothermique**

Aujourd'hui, le pincement de l'échangeur géothermique est de 4,5°C, ce qui est très important. Alors que le Dogger irrigue l'échangeur à 69,5 °C, la température en sortie côté réseau de chaleur n'est que de 65°C. Si le pincement était réduit à 2°C (grâce à un échangeur mieux dimensionné), la production géothermique serait augmentée de 0,8 MW.

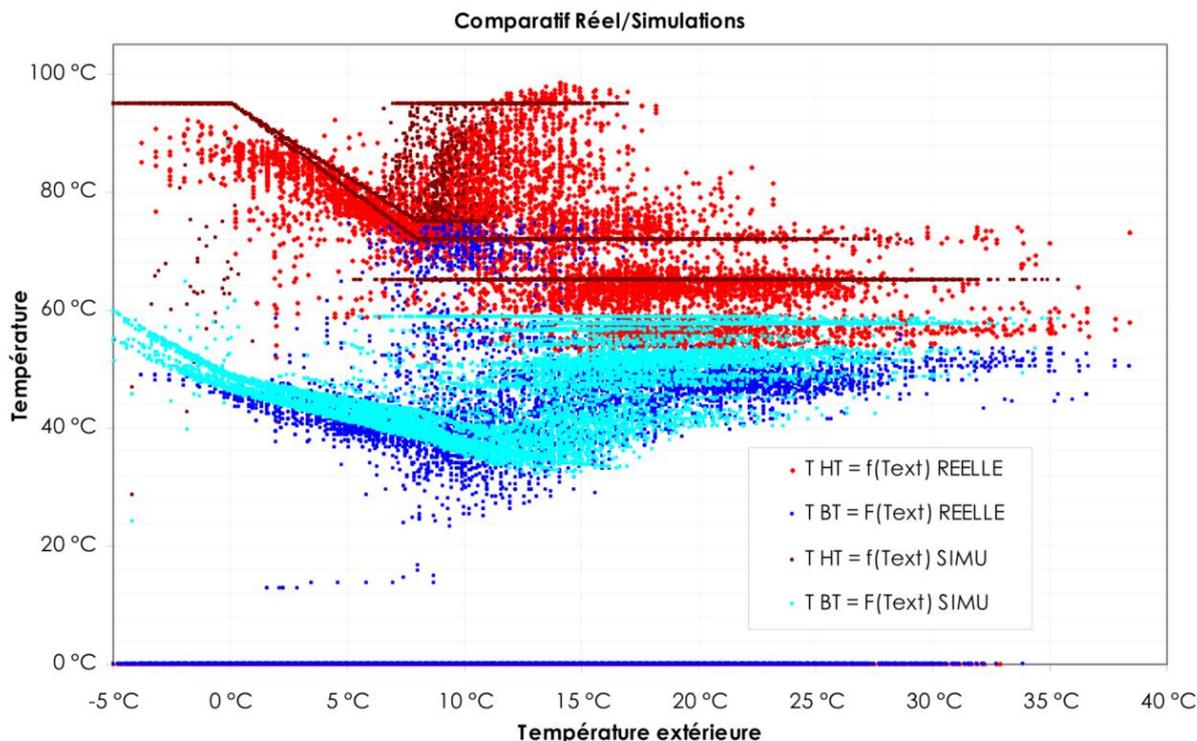
*Précision du délégataire : Le remplacement de cet échangeur est prévu à l'été 2024.*

## Comparaison de la température de retour entre 2019 et 2009

Le graphique ci-dessous présente les températures de retour pour l'année 2019.



Le graphique ci-dessous est extrait du schéma directeur de 2010. Il présente en bleu marine les températures de retour réelles observées entre janvier 2008 et septembre 2009.



- ☑ On remarque que les températures de retour en saisons de chauffe sont en moyenne de 50°C, ce qui permet de valoriser 4,8 MW de géothermie (considérant un delta T de 15 sur l'échangeur géothermique et un débit de 280 m<sup>3</sup>/h).
  - ☑ En 2008/2009, les températures pouvaient atteindre 27,5 °C, ce qui permettait de valoriser davantage de géothermie qu'aujourd'hui, où les températures minimales sont de 45°C. En 10 ans, les températures ont augmenté de près de 20°C, qui est très important et présente un manque à gagner de **près de 5,6 MW de géothermie**.
- ☑ **Augmenter l'échange direct de chaleur sur l'échangeur géothermique est l'un des principaux enjeux d'une production de chaleur géothermie.**

Le tableau ci-dessous montre qu'en effet, en échange directe, le taux d'EnR&R et le coût sont beaucoup plus avantageux qu'en faisant intervenir une pompe à chaleur.

	Echange direct Dogger	Pompe à chaleur
COP	30	4,5
EnR&R	100%	78%
Coût énergétique de production	~ 3 €/MWh	~ 23 €/MWh

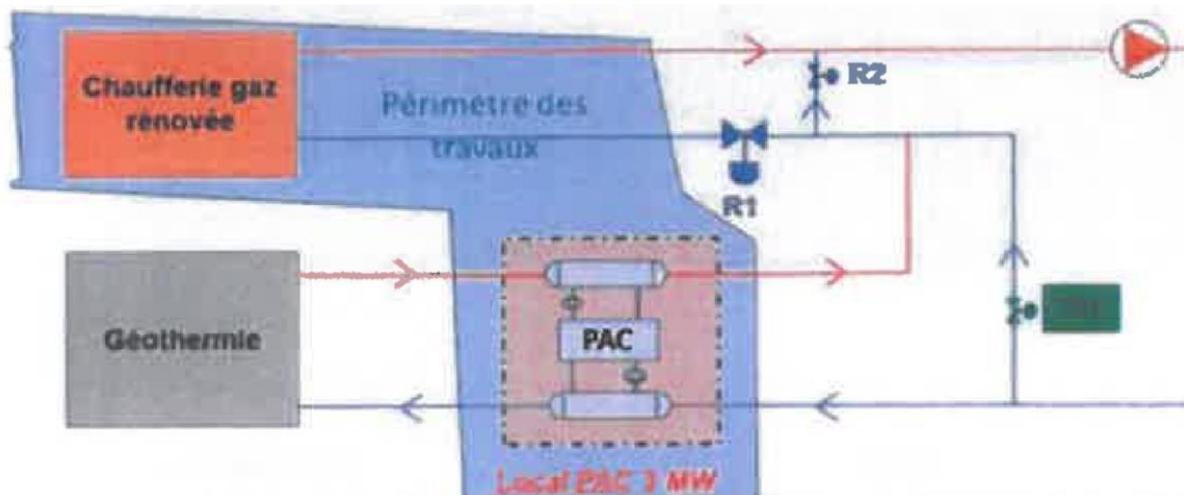
L'optimisation de l'échange direct peut être obtenue à partir des leviers suivants :

- Diminution de la température :
  - Epuisement de la température,
  - Régulation fine prenant en compte la température de retour,
  - Limitation ou suppression de bipasse,
  - Cascades entre les sous-stations,
  - Exploitation maximale du troisième tube,
  - ...
- Optimisation du débit en échange direct

Interrogée à ce sujet, l'équipe d'exploitation (qui ne travaillait pas sur ce réseau de chaleur en 2008/2009) indique sur l'une des causes de l'augmentation de la température de retour peut être le déraccordement de la résidence « Argonne » (S02), qui était un gros consommateur raccordé sur la moyenne température, ce qui pouvait abaisser significativement la température de retour.

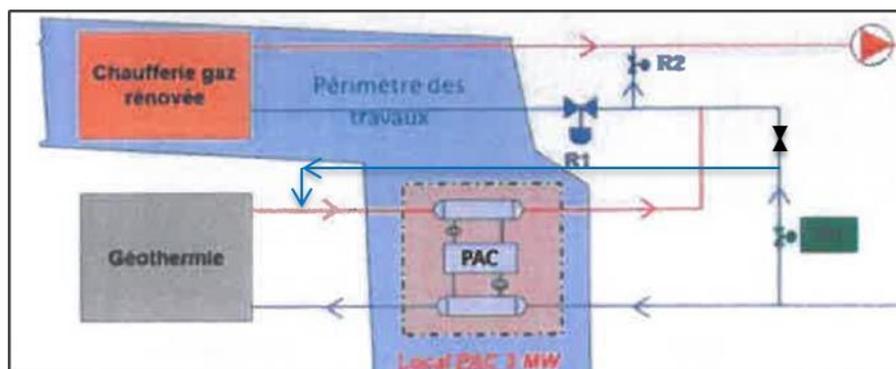
### Commentaire sur le raccordement de la pompe à chaleur

Dans le mémoire technique de l'avenant 10, Chelles Chaleur propose le schéma de raccordement de la pompe à chaleur ci-dessous :



*Raccordement de la pompe à chaleur proposé par Chelles Chaleur*

Il nous semblerait judicieux d'étudier le raccordement du retour du réseau non pas en aval du condenseur de la pompe à chaleur mais en amont (cf. schéma ci-dessous). Ainsi, à température résultante égale, la température en sortie de la pompe à chaleur sera plus faible, et donc le COP pourra être amélioré.



Raccordement de la pompe à chaleur proposé par Inddigo

## 2.3 GRILLE D'INDICATEURS DE L'IGD

La grille d'indicateurs de performance du réseau ci-dessous est établie sur la base des indicateurs proposés par l'Institut de la Gestion Délégée. Ces indicateurs permettent d'évaluer la qualité technique et économique du réseau.

Indicateurs	2017	2018	2019
<b>1 - Assurer les besoins des abonnés en chaleur et en eau chaude sanitaire</b>			
Durée de fonctionnement théorique à pleine puissance	1 767	1 761	1 713
Taux d'interruption locale du service	0,036%	0,067%	0,127%
Puissance souscrite en MW au km	2,31	2,34	2,34
Développement (%)	9%	1%	0%
<b>2 - Préserver durablement le cadre de vie et le milieu naturel et assurer la sécurité</b>			
Bouquet énergétique	50% Géothermie 36% Cogénération 12% Gaz 2% Délestage	50% Géothermie 37% Cogénération 13% Gaz 0% Délestage	43% Géothermie 38% Cogénération 19% Gaz 0% Délestage
Emissions CO2 (kg/kWh)	112	110	113
Rejets atmosphériques (Tonnes CO2)	6 206	6 164	6 160
Consommation d'eau sur le réseau (m3/MWh livré)	0,09	0,17	0,39
<b>3 - Satisfaire les attentes de service des abonnés et usagers</b>			
Prix moyen du MWh €TTC/MWh	89,84	89,52	88,34

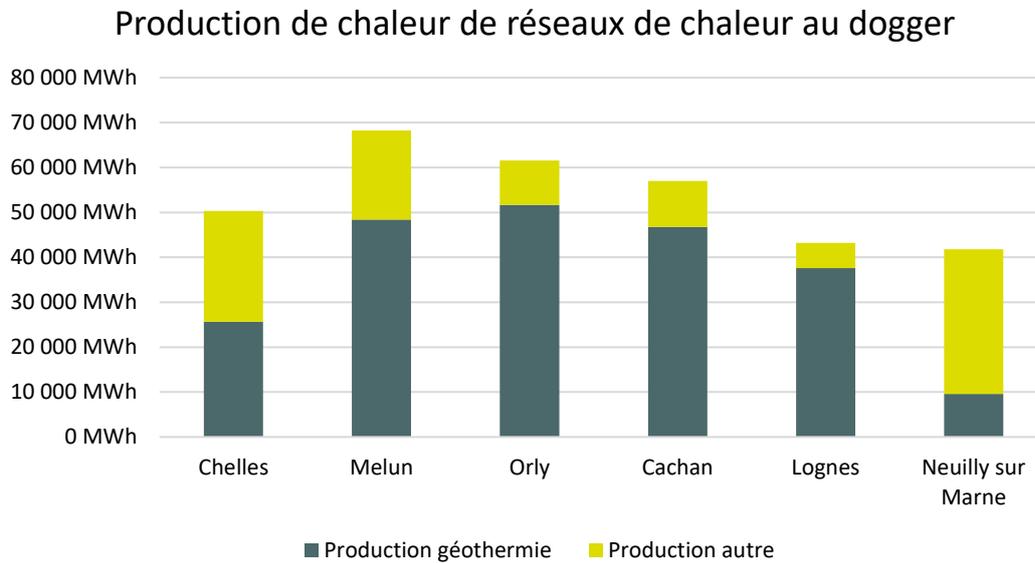
Tableau 1 : Indicateurs de l'IGD

On remarque principalement que :

- ☑ Le taux d'interruption du service est très faible (trois fuites étaient signalées par année sur la période 2017 à 2019),
- ☑ Le prix moyen du MWh vendu (intégrant le R1 et le R2) diminue légèrement depuis 2017,
- ☑ Les émissions de gaz à effet de serre sont assez importantes pour un réseau de chaleur au Dogger.

## 2.4 COMPARAISON AVEC D'AUTRES RESEAUX DE CHALEUR AU DOGGER

Le schéma ci-dessous permet de comparer la production de chaleur de différents réseaux de chaleur alimentés par le Dogger. On remarque que la plupart des réseaux de chaleur ont une production géothermique plus importante que le réseau de Chelles (hormis le réseau de Neuilly-sur-Marne).



Les données sont toutes issues de l'annuaire ViaSéva, dans son édition 2016/2017.

- ✓ On remarque que la production géothermique du réseau de chaleur de Chelles est assez faible au regard des besoins du réseau. Cette faible production s'explique en partie par la cogénération qui « écrase » la production géothermique.

*Note du délégataire : A partir de 2025, à l'arrêt de la cogénération, la production du puit de géothermie, équipé de sa PAC, sera alors de plus de 60% des besoins totaux du réseau.*

## 2.5 MODELISATION THERMIQUE

### 2.5.1 PRESENTATION DE L'OUTIL DE SIMULATION ET HYPOTHESES

Nous avons simulé le réseau de chaleur au pas horaire grâce à un outil interne, sur la base des informations transmises par le délégataire.

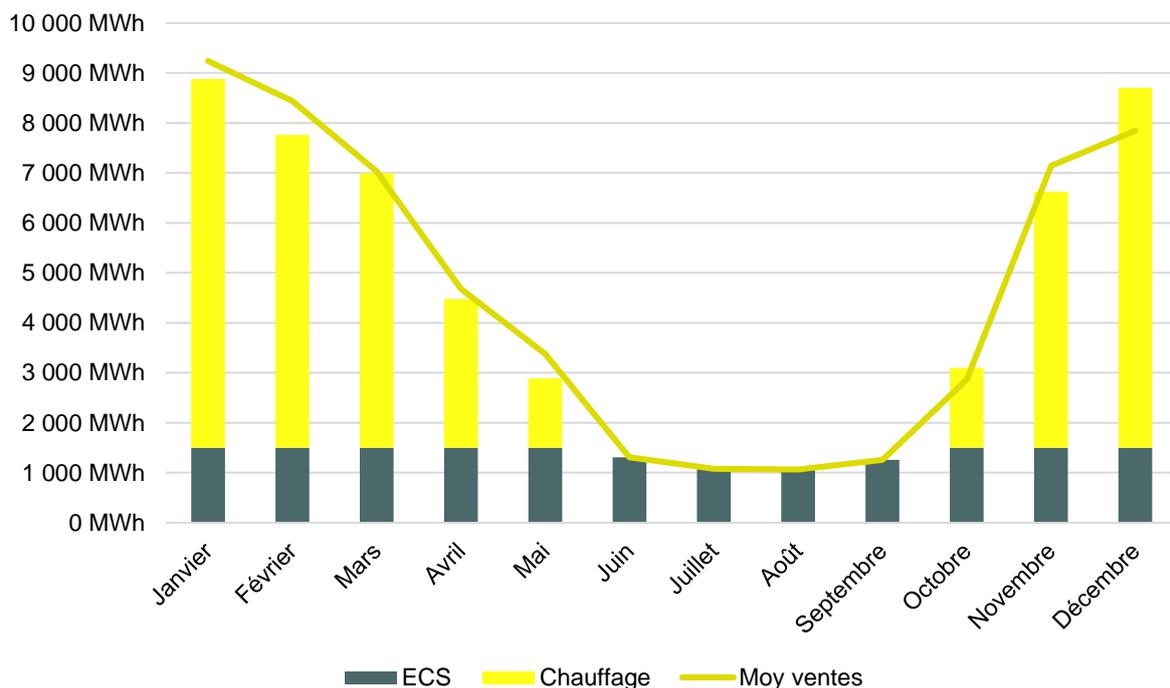
Nos principales hypothèses sont les suivantes :

- ✓ Données climatiques issues du logiciel Météonorm© pour la station Paris-Montsouris (2128 DJU base 18 °C d'octobre à mai)
- ✓ Delta T maximale sur le chauffage : 47°C
- ✓ Disponibilité des moyens de production : 100%
- ✓ Principe de fonctionnement : antérieur à 2020

### 2.5.2 COMPARAISON DES RESULTATS REELS ET THEORIQUES

Comme dit précédemment, le principe de fonctionnement du réseau de chaleur a évolué au début de l'année 2020 (géothermie en base et cogénération en complément), mais comme les données disponibles correspondent aux années précédentes, nous avons calé notre modèle sur les bilans énergétiques et le fonctionnement antérieur à 2020.

Comparaison ventes théoriques et réelles

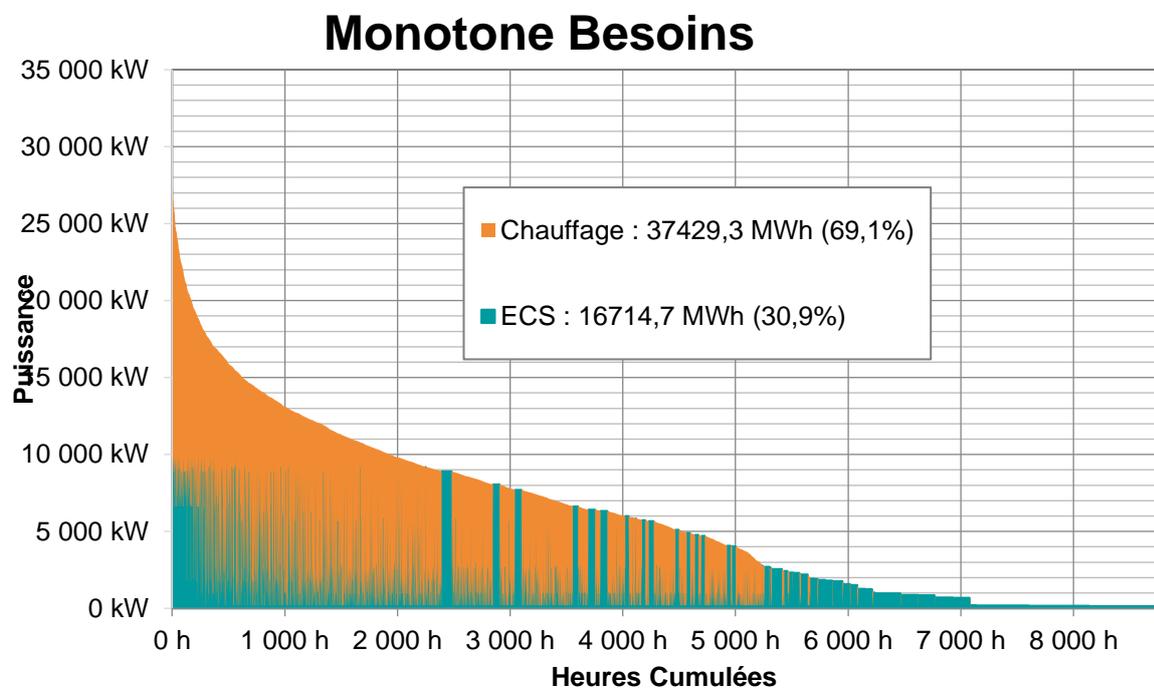
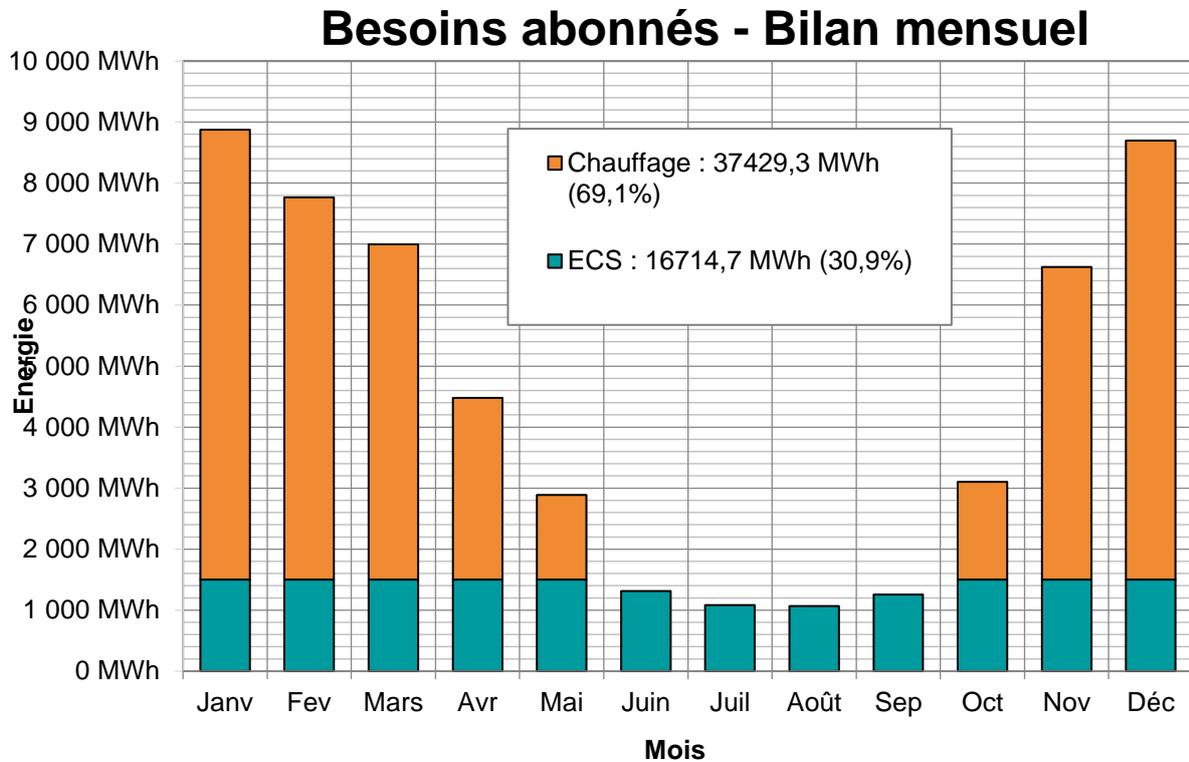


	Moyenne ventes réelles (2 208 DJU)	Chauffage théorique (2 128 DJU)	Chauffage théorique corrigé pour 2208 DJU	ECS théorique	Total ventes théoriques	Total ventes théoriques corrigées	Écart réel/corrigé
Janvier	9 240 MWh	7 378 MWh	7 655 MWh	1 500 MWh	8 878 MWh	9 155 MWh	-1%
Février	8 437 MWh	6 264 MWh	6 500 MWh	1 500 MWh	7 764 MWh	8 000 MWh	-5%
Mars	7 037 MWh	5 497 MWh	5 704 MWh	1 500 MWh	6 997 MWh	7 204 MWh	2%
Avril	4 682 MWh	2 978 MWh	3 090 MWh	1 500 MWh	4 478 MWh	4 590 MWh	-2%
Mai	3 379 MWh	1 388 MWh	1 441 MWh	1 500 MWh	2 888 MWh	2 941 MWh	-13%
Juin	1 312 MWh	0 MWh	0 MWh	1 312 MWh	1 312 MWh	1 312 MWh	0%
Juillet	1 081 MWh	0 MWh	0 MWh	1 081 MWh	1 081 MWh	1 081 MWh	0%
Août	1 066 MWh	0 MWh	0 MWh	1 066 MWh	1 066 MWh	1 066 MWh	0%
Septembre	1 256 MWh	0 MWh	0 MWh	1 256 MWh	1 256 MWh	1 256 MWh	0%
Octobre	2 868 MWh	1 601 MWh	1 661 MWh	1 500 MWh	3 101 MWh	3 161 MWh	10%
Novembre	7 141 MWh	5 125 MWh	5 317 MWh	1 500 MWh	6 625 MWh	6 817 MWh	-5%
Décembre	7 844 MWh	7 199 MWh	7 469 MWh	1 500 MWh	8 699 MWh	8 969 MWh	14%
<b>Année</b>	<b>55 343 MWh</b>	<b>37 429 MWh</b>	<b>38 836 MWh</b>	<b>16 715 MWh</b>	<b>54 144 MWh</b>	<b>55 551 MWh</b>	<b>0%</b>

- ☑ La différence entre les consommations réelles et la consommation théorique est inférieure à 5% ce qui permet de conclure que les consommations théoriques calculées sont représentatives.
- ☑ Les DJU (Degrés Jour Unifiés) représentent la rigueur climatique. Plus le nombre de DJU est élevé, plus la période est froide.

### 2.5.3 RESULTATS

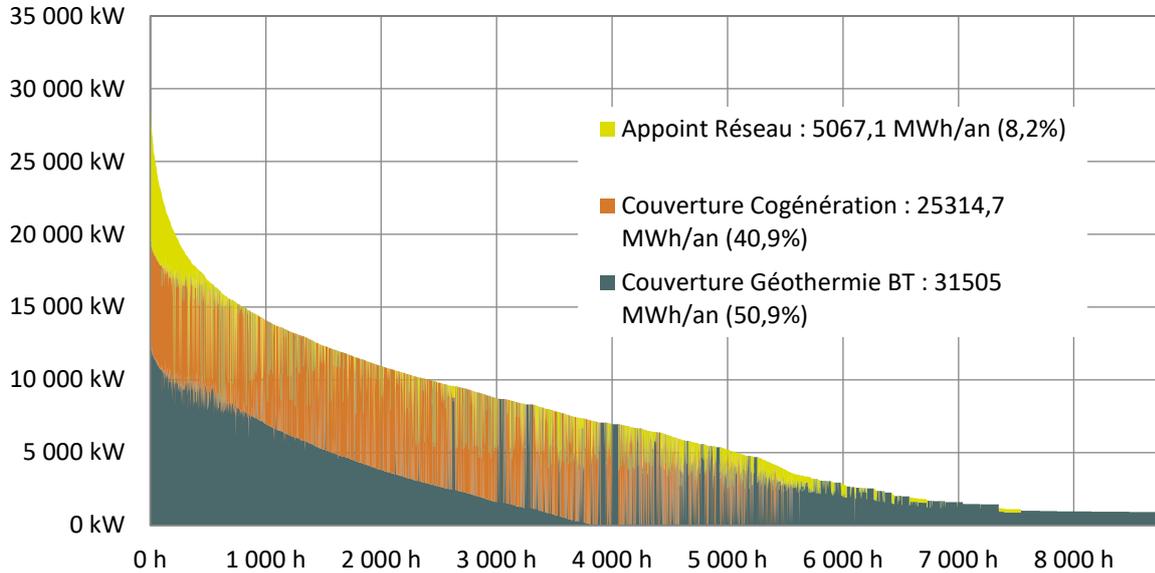
Ventes thermiques deux graphiques ci-dessous représentent la simulation des besoins thermiques des abonnés.



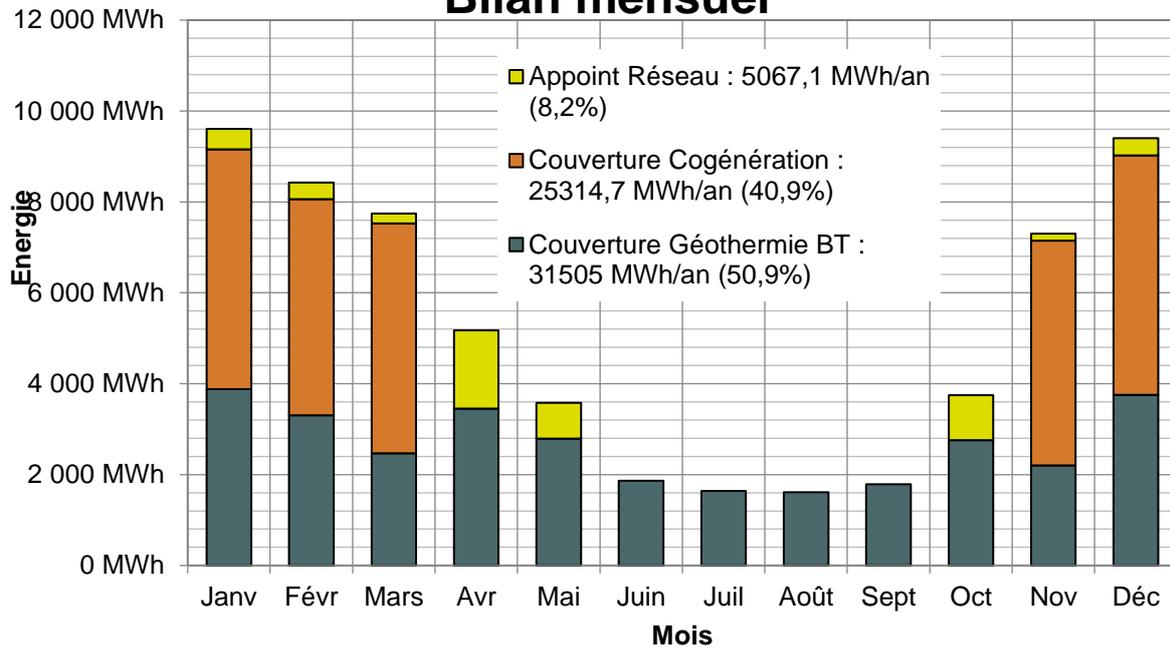
### Bilan thermique antérieur à 2020

Les deux graphiques ci-dessous représentent la simulation du fonctionnement du réseau de chaleur pour la période antérieure à 2020.

#### Monotone du Réseau de chaleur

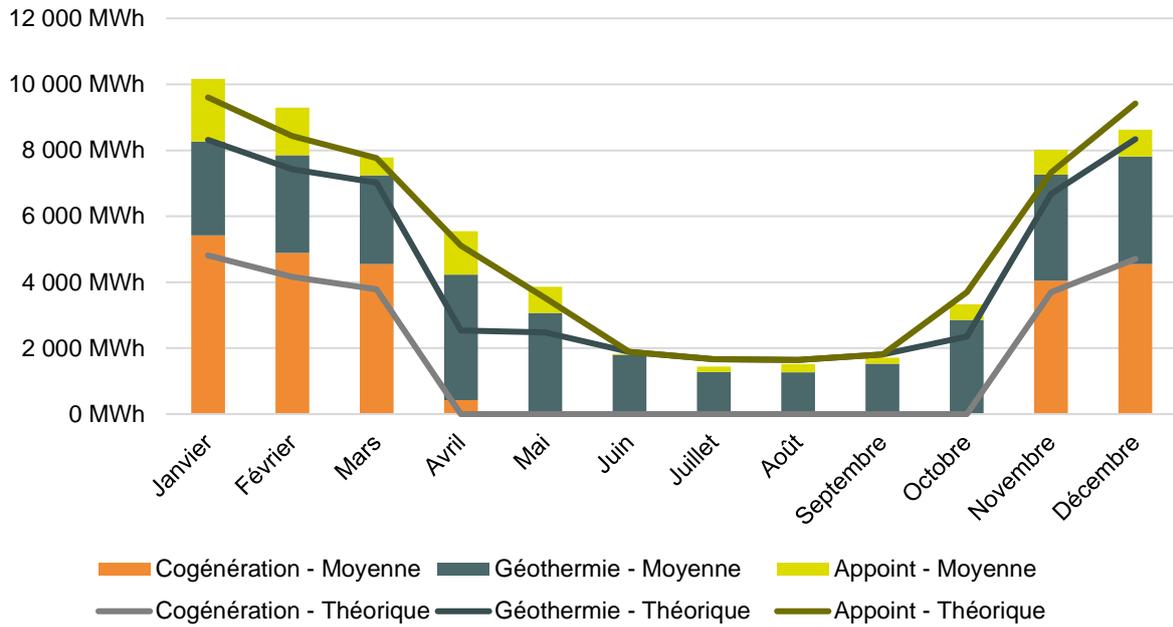


#### Bilan mensuel



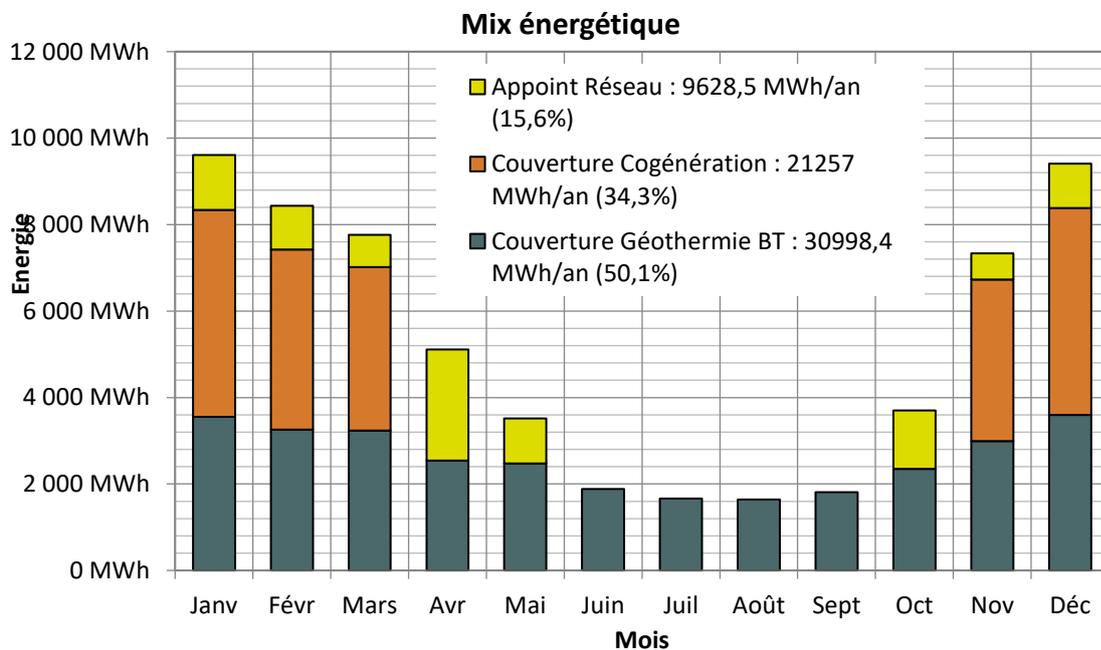
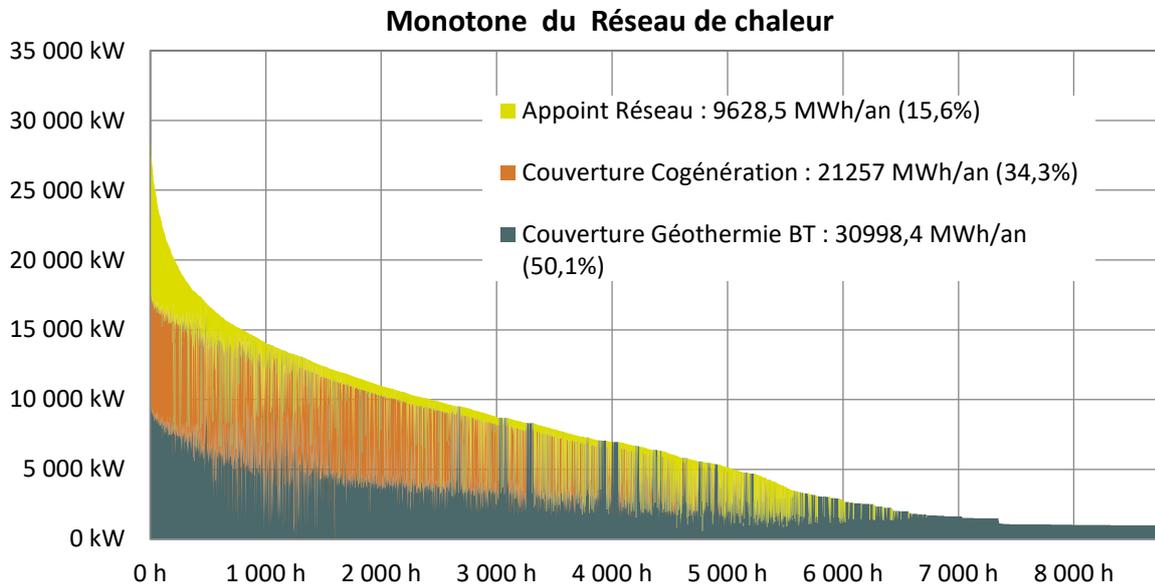
Le graphique ci-dessous permet de comparer la mixité théorique et la mixité réelle moyenne de 2016 à 2019.

## Comparaison production théorique-réelle (moyenne de 2016 à 2019)



## Bilan thermique actuel

Enfin, les deux graphiques ci-dessous représentent la simulation du fonctionnement du réseau de chaleur post-2020, pour lequel nous n'avons pas pu comparer les résultats avec les données réelles



## 2.6 AUDIT FINANCIER

### 2.6.1 LE TARIF

#### 2.6.1.1 La construction tarifaire

A fin 2019, le tarif est composé de 3 termes :

- R1u : coût proportionnel de la chaleur appliqué aux consommations réelles de chaque abonné exprimé en €/MWh ;
- R2u : coût annuel incluant les coûts de conduite et le GER appliqué à la puissance utile de chaque abonné et exprimé en €/kW
- R3u : redevance annuelle couvrant le coût du financement du réseau appliqué à la puissance utile de chaque abonné et exprimé en €/kW.

Le tarif R1 est composé des sous-termes tarifaires suivant :

$$R1 = 0.5 \times R1\text{Géoth} + 0,4 \times R1\text{Cogé} + 0,1 \times R1\text{gaz}$$

Les termes R1Géoth, R1Cogé et R1gaz représentent le coût de chacune des énergies primaires utilisées (énergie issue de la géothermie, chaleur récupérée de la cogénération, gaz utilisée en chaufferie).

La construction des tarifs R2 et R3 appellent quelques commentaires. De manière générale, de nombreux réseaux optent pour une tarification R2 comportant plusieurs termes :

- R21 qui couvre les dépenses d'électricité force motrice ;
- R22 qui couvre les frais de conduite de maintenance courante, les frais généraux, les impôts et taxes, assurances, RODP, redevance de contrôle, etc ;
- R23 qui couvre les dépenses de GER ;
- R24 intégrant les amortissements voire les redevances pour mise à disposition des ouvrages et le coût du financement;
- R25 répercutant les subventions et les économies de coût de financement évité.

Le tarif R2 du réseau de Chelles couvre les termes R21 à R23 ci-dessus. Le tarif R3 correspond au terme R2.4. En revanche, aucun terme tarifaire ne couvre la part R25. Celle-ci fait l'objet d'un terme correcteur défini dans l'avenant 6 à l'article 7.1. Il convient en outre de remarquer que ce terme correcteur impacte le R2 et pas le R3 ce qui n'est pas en cohérence avec la définition des termes tarifaires tels que décrite dans le contrat.

Il semble qu'au fil du temps, le champ des coûts couverts respectivement par les tarifs R2 et R3 ait évolué sans que ceci ait été spécifié dans les avenants. Des impacts liés aux nouveaux investissements ont été introduits dans le terme R2 au lieu du terme R3. Par ailleurs, lors des évolutions tarifaires, les impacts n'ont pas fait l'objet d'une présentation détaillée dans les avenants et/ou leurs annexes. Il en résulte une lecture peu commode de l'évolution de la tarification et des coûts couverts par les termes tarifaires R2 et R3.

#### 2.6.1.2 L'indexation tarifaire

L'indexation du tarif R1 s'appuie sur la formule précédente.

Les sous-termes tarifaires R1 sont indexés de la manière suivante :

✓ Terme R1géoth

R1 Géoth : coût de production d'un MWh à partir du doublet de géothermie

$$R1 \text{ Géoth} = R1 \text{ Géoth}_0 * (0,60 * 35111403 / 35111403_0 + 0,40 * FSD2 / FSD2_0)$$

Où :

- $R1 \text{ Géoth}_0 = 12,84 \text{ €HT/MWh}$  vendu en sous-station en date de valeur du 1<sup>er</sup> août 2011
- 35111403 est l'indice « Électricité vendue aux entreprises ayant souscrit un contrat de capacité >36kVA » (base 100 en 2010) publié par le Moniteur sous la référence 35111403.
- 35111403<sub>0</sub> est la valeur déterminée au 1<sup>er</sup> août 2011 de cet indice, soit 92,4.<sup>1</sup>
- FSD2 est la valeur de l'indice Frais et services divers catégorie 2 publié au Moniteur sous la référence FSD2
- FSD2<sub>0</sub> est la dernière valeur connue de l'indice, en date de valeur du 1<sup>er</sup> août 2011, soit 123,7.

Il convient de noter que l'indice 35111403 n'existe plus et a été remplacé par l'indice [010534766](#) depuis septembre 2017. Par conséquent et conformément aux dispositions contractuelles, ce changement aurait dû être intégré dans un avenant.

Par ailleurs, on remarque que le prix de la géothermie est totalement proportionnel et n'intègre aucune part fixe. Le tarif à l'abonné n'est donc pas stabilisé et est fortement lié (à 60%) à l'évolution du prix de l'électricité qui est en forte hausse actuellement. Il serait souhaitable que cette formule d'indexation intègre une part fixe comprise en 10 et 15%.

✓ Terme R1cogé

$$R1 \text{ Cogé} = R1 \text{ Cogé}_0 * (10,589 * G / G_0 - 9,589 * PVElec / PV Elec_0)$$

Où

$R1 \text{ Cogé}_0 = 15,48 \text{ €HT/MWh}$  vendu en sous-station en date de valeur du 1<sup>er</sup> août 2011

G est la valeur du prix moyen du gaz exprimée en €/MWh PCS hors TVA et hors TICGN qui résulte du contrat conclu par le Délégué pour l'alimentation de la cogénération à date valeur du mois de facturation considéré, pour une consommation conventionnelle de 79 023 MWh PCS.

G<sub>0</sub> est la valeur de ce prix au 1<sup>er</sup> août 2011, soit G<sub>0</sub> = 33,08 €/MWh PCS

Afin de neutraliser l'impact de la hausse de la TICGN, il a été précisé la disposition suivante dans l'avenant n°7 :

**« PVElec est le prix proportionnel, hors rémunération proportionnelle de l'électricité, servant au calcul de la facturation pour une cogénération avec un contrat avec OA de type C13 (de la zone nord), tel que facturé à EDF affecté du coefficient de plafonnement applicable en considérant le taux de TICGN applicable à la conclusion dudit contrat, soit 1,19 € HT / MWh PCS. »**

On remarque que le prix de l'énergie est totalement proportionnel et n'intègre aucune part fixe. Le tarif à l'abonné n'est donc pas stabilisé et est fortement lié à l'évolution du prix du gaz. Il serait souhaitable que cette formule d'indexation intègre une part fixe comprise en 10 et 15%.

✓ Terme R1gaz

$$R1 \text{ Gaz} = R1 \text{ Gaz}_0 * k * (PEG / PEG_0)$$

Où :

- $R1 \text{ Gaz}_0 = 53,81 \text{ €HT/MWh}$  vendu en sous-station en date de valeur du 1<sup>er</sup> août 2011
- $K$  est égale à 1,0233. Il représente le coefficient de raccordement de l'ancienne formule de révision, et a été calculé de la façon suivante, arrondi à la 4<sup>ème</sup> décimale la plus proche :

$$K = 0,00317 * Abt/Abt_0 + 0,55284 * PG \text{ Hiver} / PG \text{ Hiver}_0 + 0,44399 * PGEté/PGEté_0$$

Où :

- $Abt$  représente le coût de l'abonnement annuel pour un contrat de fourniture de gaz au tarif B2S niveau 1 souscrit auprès de l'opérateur historique GDF Suez en date de valeur du 1<sup>er</sup> janvier 2015, soit 1 357,08 € HT/an
- $Abt_0$  est le coût de l'abonnement annuel pour un contrat de fourniture de gaz au tarif B2S niveau 1 en date de valeur du 01/08/2011, soit 946,32 €HT/an
- $PGHiver$  représente le coût proportionnel du gaz en période hiver pour un contrat de fourniture de gaz au tarif B2S niveau 1 souscrit auprès de l'opérateur historique GDF Suez du 1<sup>er</sup> janvier 2015, soit 47,80 €HT/MWh PCS
- $PGHiver_0$  est le coût proportionnel du gaz en période hiver pour un contrat de fourniture de gaz au tarif B2S niveau 1 en date de valeur du 01/08/2011, soit 45,25 €HT/MWh PCS
- $PGEté$  représente le coût proportionnel du gaz en période été pour un contrat de fourniture de gaz au tarif B2S niveau 1 souscrit auprès de l'opérateur historique GDF Suez du 1<sup>er</sup> janvier 2015, soit 29,98 €HT/MWh PCS
- $PGEté_0$  est le coût proportionnel du gaz en période été pour un contrat de fourniture de gaz au tarif B2S niveau 1 en date de valeur du 01/08/2011, soit 30,62 €HT/MWh

PEG et  $PEG_0$  sont respectivement les valeurs finale et initiale du prix moyen du gaz consommé par les chaudières de la chaufferie de Belle-Île en euros hors TVA et hors TICGN par MWh PCS.  $PEG_0$  est égale à 26,87 € HTVA/MWh.

On remarque que l'évolution de ce terme tarifaire est totalement proportionnelle à l'évolution du prix du gaz et n'intègre aucune part fixe. Le tarif à l'abonné n'est donc pas stabilisé et est fortement lié à l'évolution du prix du gaz. Il serait souhaitable que cette formule d'indexation intègre une part fixe comprise en 10 et 15%.

On remarque également qu'aucun terme ne correspond aux variations des taxes sur les émissions de gaz à effet de serre ou quotas d'émissions de carbone.

Les tarifs R2 et R3 sont indexés de la manière suivante :

$$R_2 = R_{2_0} \times \left[ 0,63 \times \frac{ICHIME}{ICHIME_0} + 0,02 \times \frac{FSD2}{FSD2_0} + 0,35 \times \frac{BT40}{BT40_0} \right]$$

$$R_3 = R_{3_0} \times \left[ 0,50 + 0,50 \times \frac{BT40}{BT40_0} \right]$$

Le tarif R2 est totalement proportionnel et n'intègre aucune part fixe. Il serait souhaitable afin de proposer une stabilité accrue du tarif à l'abonné d'intégrer une part fixe comprise entre 10 et 15%. Les indices retenus n'appellent aucun commentaire.

Le tarif R3 qui représente le coût des investissements (amortissements et coût du financement est indexé). Cela semble constitué une anomalie. En effet ; les amortissements des biens de la délégation ne sont pas soumis à inflation de même que les intérêts dont le mode de calcul est fixé au moment de la signature de la convention de financement avec l'établissement prêteur ou le crédit-bailleur. Par conséquent cette indexation ne semble pas justifiée.

### 2.6.1.3 L'évolution des tarifs

Le niveau des tarifs à fin décembre de chaque année a évolué comme suit sur les derniers exercices :

	2016	2017	2018	2019
<b>Tarif R1 au 31/12 en €HT/MWh</b>	18,99	19,63	17,97	11,15
<b>R2 au 31/12 en €HT/kW</b>	93,59	88,81	90,99	92,01
<b>R3 logement au 31/12 en €HT/kW</b>	31,36	31,56	31,98	32,31

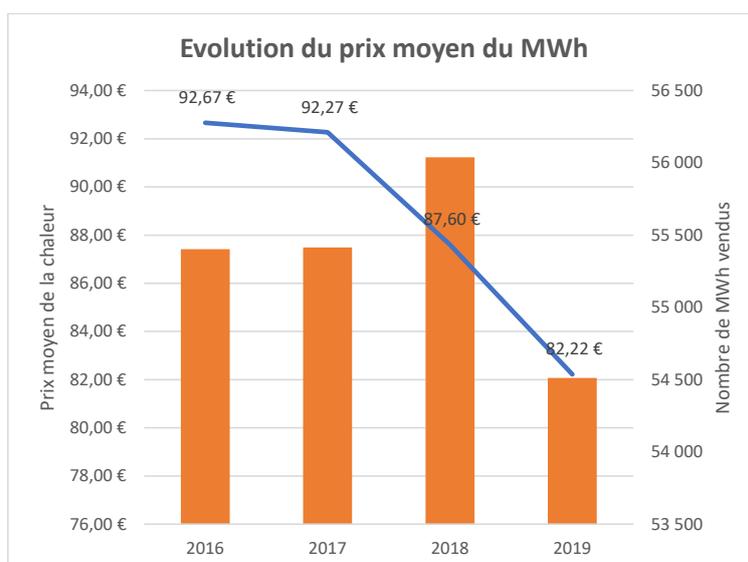
Nous ne disposons pas d'éléments suffisants pour analyser l'évolution des tarifs. Nous pouvons néanmoins remarquer que le tarif R1 a fortement chuté en 2019 sous l'impact de la baisse du prix du gaz amorcée en 2019. Cet impact a néanmoins été lissé par l'évolution du prix de l'électricité qui sur la durée a plutôt tendance à progresser.

La baisse du tarif R2 entre 2016 et 2017 est expliquée par la révision inscrite dans l'avenant n°8 à partir de juillet 2017.

La hausse du tarif R3 est faible en raison de la formule d'indexation intégrant une part fixe de 50% et de la faible progression de l'indice BT40.

## 2.6.2 PRIX MOYEN DE LA CHALEUR

Sur la base des éléments transmis par Chelles Chaleur, le prix moyen du MWh de chaleur a évolué comme suit sur les 4 derniers exercices .



Le prix de vente moyen non pondéré pour des réseaux utilisant majoritairement de la géothermie mesuré par Amorçage en 2018 est de 76,6€HT/MWh. En 2018 ce prix est de 87,60€HT/MWh sur le réseau de la Ville de Chelles. Ce prix est donc élevé comparativement à la moyenne des réseaux observés.

### 2.6.3 LES VENTES DE CHALEUR

Ne disposant pas d'éléments détaillés sur la ventilation des ventes de chaleur, nous ne sommes pas en mesure de procéder à une analyse détaillée permettant de comparer les ventes par termes tarifaires avec les charges afférentes.

Toutefois, l'écart significatif du chiffre d'affaires de ventes de chaleur entre 2018 et 2019 (-427k€) peut être décomposé comme suit :

- Effet quantité : la baisse des consommations (-1.527MWh) a entraîné une baisse des ventes de chaleur.
- Effet prix : Le tarif R1U est passé de 16,691€HT/MWh en janvier 2019 à 11,154€HT/MWh en décembre 2019. Cette spectaculaire diminution est expliquée par la baisse du prix du gaz qui a généré le recul du tarif R1gaz de 64,384€HT/MWh en janvier 2019 à 44,851€HT/MWh en décembre 2019. En même temps, le tarif R1cogé est passé de 5,775€HT/MWh à -3,381€HT/MWh.
- Les tarifs R2 et R3 ont évolué de 1% en 2019. Ils sont donc stables.

### 2.6.4 LES VENTES D'ELECTRICITE

Celles-ci baissent fortement en 2019 atteignant 3.834k€ contre 4.236k€ en 2018. Un effet quantité est probablement lié à cette évolution mais nous ne disposons pas des données relatives aux quantités d'électricité issue de la cogénération.

## 2.7 L'ECONOMIE DU CONTRAT

L'analyse que nous présentons ci-après est partielle. En effet, même si nous disposons des comptes de la délégation pour les trois derniers exercices, certains éléments fournis manquent de finesse et ne permettent pas une analyse plus fine : c'est le cas par exemple des dépenses d'énergie primaire (électricité consommée par le DOGGER, gaz) qui ne sont pas ventilées entre les différents équipements.

### 2.7.1 LES PRODUITS D'EXPLOITATION

en k€ HT	2017	2018	2019
CA Electrique	3 628	4 236	3 834
CA Ventes de chaleur	4 847	4 943	4 544
Ventes R1	1 054	1 066	720
Ventes R2+R3	3 793	3 877	3 824
Travaux/droits de raccordement	263	-35	-61
Reprise de provision/ transferts de charges	509	460	453
Autres produits	2,4	22	32
Subvention d'exploitation	142	159	151
<b>Total CA</b>	<b>9 391</b>	<b>9 785</b>	<b>8 953</b>

Le tableau ci-dessus présente la répartition des produits d'exploitation sur les 3 derniers exercices. Comme cela a été souligné aux points 2.6.3 et 2.6.4, les ventes d'électricité et de chaleur ont

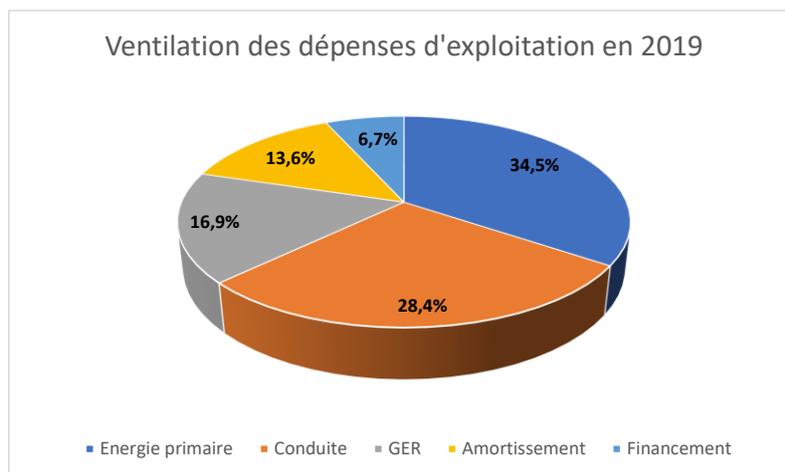
significativement régressée en 2019 par rapport à 2018 mais aussi 2017. Sur le plan des ventes de chaleur, ce sont les ventes de R1 qui ont le plus reculé sous le double effet d'une baisse des consommations et du tarif. Les ventes de R2 et R3 sont assez stables dans un contexte de stabilité du tarifs et de faibles évolutions des puissances souscrites. Les ventes d'électricité ont été impactées par une diminution des quantités vendues de 3,6% en 2019 (28.104MWh) par rapport à 2018 (29.165MWh) pour revenir à un niveau inférieur à celui de 2017 (28.576MWh).

Il est important de noter que les ventes d'électricité représentent en 2019 près de 43% du total des produits d'exploitation. Ces ventes sont actuellement réalisées dans le cadre d'un contrat avec obligation d'achats signés en 2013 avec EDF dont le terme est fixé en décembre 2025.

La fin de ce contrat pose la question de la pertinence du maintien de la cogénération dont les recettes de vente d'électricité seront fortement orientées à la baisse. De ce fait, le maintien de l'équilibre économique de la DSP au-delà de 2025 appelle aussi à questionnement.

## 2.7.2 LES CHARGES D'EXPLOITATION

en k€ HT	2017	2018	2019
<b>Energie primaire P1</b>	<b>2 985</b>	<b>3 406</b>	<b>3 130</b>
FOD	0	0	45
<b>Gaz total</b>	<b>2 715</b>	<b>3 190</b>	<b>2 828</b>
dont Gaz cogé électricité	1 128	1 369	1 058
dont Gaz cogé chaleur	917	1 121	862
dont gaz chaufferie	670	700	908
Electricité	270	216	257
<b>Charges P2</b>	<b>2 471</b>	<b>2 553</b>	<b>2 580</b>
Eau	35	74	93
Locations immobilières	6	6	6
Locations de compteurs	46	36	0
Assurance	48	50	57
Honoraires	11	10	11
Publicité, communication	4	1	5
Frais postaux, télécommunication	9	9	9
Frais bancaires	1	3	1
Frais de groupe	411	422	430
Impôts et taxes	42	65	49
Redevances	608	610	630
Contrat de Maintenance	27	1	0
Autres	74	88	87
Maintenance Coriance	967	996	1 018
Maintenance cogénération	183	183	186
<b>Charges de P3</b>	<b>1 367</b>	<b>1 269</b>	<b>1 531</b>
Dotation GER	648	477	362
Fuite	-103		
Prestation Coriance	306	327	716
Autres	6	5	
Renouvellement	509	460	453
<b>Charges P4+P5</b>	<b>1 895</b>	<b>1 880</b>	<b>1 843</b>
Amortissements de caducité	1 223	1 237	1 233
Frais financiers	672	643	610
<b>Total charges d'exploitation</b>	<b>8 718</b>	<b>9 108</b>	<b>9 085</b>



Les dépenses d'énergie primaire représentent le poste de charges le plus important pour Chelles Energie.

Les dépenses de gaz ont été ventilées sur la base des productions d'énergie respectives de la chaufferie gaz et de la cogénération. Pour la cogénération, le montant de gaz affecté a été réparti entre la production électrique et la production thermique au prorata de chacune des productions.

Les frais de conduite (exploitation, maintenance et entretien courant, frais généraux) constituent le second poste de charges pour l'exploitant. A noter un poste de dépenses Coriance très important (de l'ordre de 1M€ par an) dont le détail n'est pas fourni. Les redevances dues à la Collectivité prennent aussi une part substantielle (plus de 600k€ par an). Enfin, les frais de groupe réputés couvrir les coûts des services centraux de la société mère atteignent 630k€ en 2019 soit 4,8% du chiffre d'affaires total.

L'amortissement et le financement des investissements représentent le troisième poste de charges pour l'exploitant. Le poste est en légère décroissance du fait de la baisse de la part des intérêts bancaires.

Enfin, le GER constitue le dernier important volet de dépenses.

### 2.7.3 LE RESULTAT DU CONCESSIONNAIRE

en k€ HT	2017	2018	2019
<b>Total CA</b>	<b>9 391</b>	<b>9 785</b>	<b>8 953</b>
<b>Energie primaire P1</b>	<b>2 985</b>	<b>3 406</b>	<b>3 130</b>
<b>Charges P2</b>	<b>2 471</b>	<b>2 553</b>	<b>2 580</b>
<b>Charges de P3</b>	<b>1 367</b>	<b>1 269</b>	<b>1 531</b>
<b>Charges P4+P5</b>	<b>1 895</b>	<b>1 880</b>	<b>1 843</b>
<b>Total charges d'exploitation</b>	<b>8 718</b>	<b>9 108</b>	<b>9 085</b>
<b>RCAI</b>	<b>673</b>	<b>678</b>	<b>-132</b>
<b>RCAI R1</b>	<b>-803</b>	<b>-971</b>	<b>-1 352</b>
<b>RCAI R2/R3</b>	<b>-831</b>	<b>-1 025</b>	<b>-1 359</b>
<b>RCAI cogénération</b>	<b>2 307</b>	<b>2 674</b>	<b>2 580</b>
<b>Total</b>	<b>673</b>	<b>678</b>	<b>-132</b>

Le tableau-ci-dessus permet de visualiser la répartition du résultat du concessionnaire par « activité ». Le résultat R1 rapproche les ventes R1 des charges d'énergie primaire, le résultat R2/R3 met en phase les recettes R2/R3 ainsi que les autres recettes d'exploitation et les dépenses fixes supportées par l'exploitant. Enfin le résultat cogénération confronte les ventes d'électricité et les charges engendrées par la cogénération. Pour celle-ci nous avons établi un focus sur le compte de résultat.

en k€HT	2017	2018	2019
<b>Ventes d'électricité coénération</b>	3 628	4 236	3 834
<b>Gaz cogénération partie électrique</b>	1 128	1 369	1 058
<b>Maintenance cogénération</b>	183	183	186
<b>Amortissement cogénération</b>	11	11	11
<b>Résultat</b>	<b>2 307</b>	<b>2 674</b>	<b>2 580</b>

Ces éléments conduisent aux remarques suivantes :

- Le résultat R1 est très largement négatif : le tarif R1 ne permet pas couvrir les dépenses d'énergie primaire ;
- Le résultat R2/R3 est également négatif : ces tarifs ne permettent pas de couvrir les charges fixes ;
- Le résultat de la cogénération sur la partie électrique est très largement positif et vient combler les pertes sur les ventes d'énergie calorifique aux abonnés.

Ce dernier point semble confirmer que l'économie du contrat est très intimement liée aux recettes de vente d'énergie électrique dans le cadre du contrat avec obligation d'achat. La fin de ce contrat en 2025 ainsi que l'évolution du taux d'ENR permettant de bénéficier du taux de TVA réduite conduit à s'interroger sur l'évolution du réseau, des tarifs à cet horizon.

### 3 EVOLUTIONS ENVISAGEES DU RESEAU

#### 3.1 ETAT DES LIEUX DES SOURCES DE CHALEUR A PROXIMITE

##### 3.1.1 RECENSEMENT DES RESEAUX

Il est possible que des réseaux privés existent sur le territoire en complément du réseau identifié au cahier des charges. Il est important de les identifier pour les inclure dans la réflexion globale. Pour cela, nous avons eu recours aux sources recommandées par le CETE de l'Ouest dans son guide de juin 2012 « État des lieux des réseaux de chaleur ».

Source	Résultats
Enquête SNCU	Aucun autre réseau trouvé
Base EIDER	Aucun autre réseau trouvé
Arrêté du 12 octobre 2020 modifiant l'arrêté du 15 septembre 2006 relatif au diagnostic de performance énergétique	Aucun autre réseau trouvé
Annuaire ViaSeva	Idem enquête SNCU

Les réseaux de chaleur les plus proches géographiquement sont les suivants :

- ✓ Réseau de chaleur de Lognes-Torcy
- ✓ Réseau de chaleur de Neuilly-sur-Marne
- ✓ Projet de réseau de chaleur de Champs-sur-Marne et Noisiel

Ils sont toutefois trop éloignés pour envisager une interconnexion ou des synergies de développement.

##### 3.1.2 SOURCES D'ENERGIES RENOUVELABLES ET DE RECUPERATION A PROXIMITE DU RESEAU

Différentes sources potentielles d'énergie renouvelable sont présentées dans le tableau ci-dessous.

Source	Commune	Source information	Commentaire	Intérêt
Centre commercial Chelles 2	Chelles	Georisques.gouv.fr	Chaleur évacuée de la production de froid : 2,8 MW	Oui
Source Chantereine	Chelles	Georisques.gouv.fr	Installation de combustion de 764 kW (sic) Production de bouteilles en plastiques	Faible
TRABET	Chelles	Georisques.gouv.fr	Aire SNCF – Chauffage utilisant plus de 5000 L de fluide caloporteur à corps organiques combustibles	Oui

HOLCIM (ex SA ORIGNY)  REVIVAL ?	Chelles	PCAET	Ressource basse température  9633 MWh disponibles	
SAFIPAR (Auchan)	Chelles	PCAET	Ressource haute température  761 MWh disponibles	Oui
WWR International (ex MERCK CLEVENOT)	Chelles	Georisques.gouv.fr	Installations à l'arrêt	Nul
Blanchisserie SDEZ Paris-Nord	Chelles	Réunion de lancement	Excentré (15 rue de derrière la montagne)	Faible
IDEAL DAIM	Chelles	Blanchisserie PCAET	Basse température Gisement de 4 380 MWh/an Avenue de la Trentaine	Oui
Stations d'épuration de Villeparisis ou de St Thibault-des- Vignes	Villeparisis St Thibault- des-Vignes	Etude ADEME sur la chaleur fatale en Île- de-France	Stations d'épuration les plus proches mais trop éloignées	Nul
Incinérateur de déchets	St Thibault- des-Vignes	Etude ADEME sur la chaleur fatale en Île- de-France	Trop éloigné	Nul
Datacenter			Pas de datacenter sur les territoires de Chelles, Gagny et Montfermeil	Nul

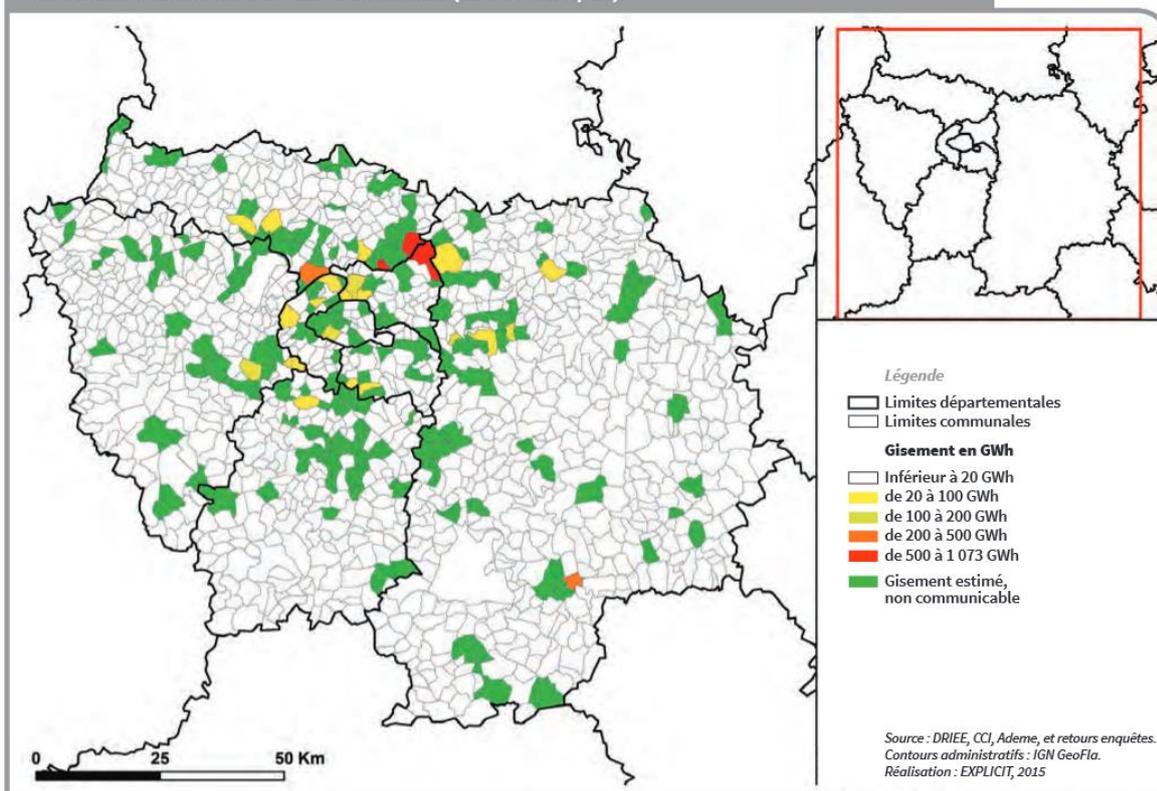
**Centre commercial Chelles 2** → Le centre commercial est un prospect potentiel de la vente de chaleur. Le projet de récupération de chaleur peut être l'un des éléments de la négociation du raccordement pour construire un partenariat gagnant/gagnant. A priori, le potentiel de récupération de chaleur est important surtout l'été, lorsque le Dogger permet de satisfaire l'ensemble des besoins.

**Idéal Daim** → Les nombreuses sollicitations téléphoniques n'ont malheureusement pas permis d'aboutir à un entretien avec le dirigeant de l'entreprise.

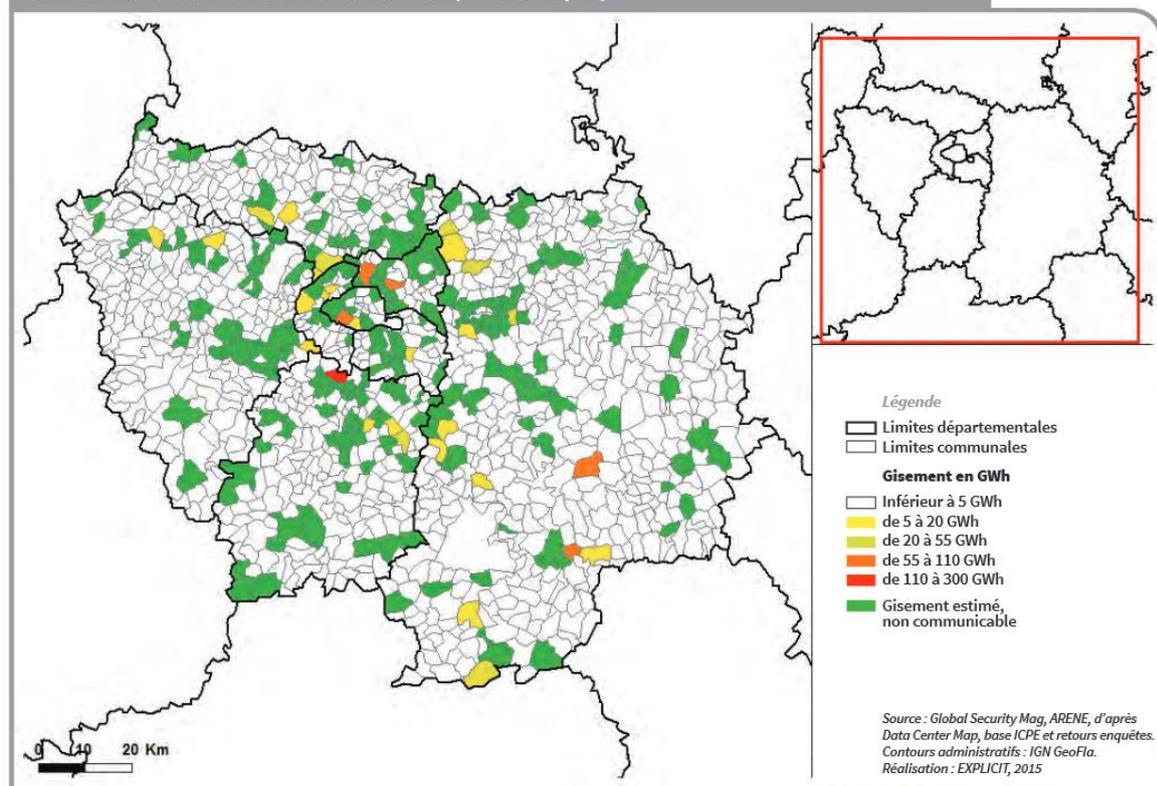
**Trabet** → Les informations trouvées sur cette installation n'ont pas permis d'esquisser un projet. Le gisement a été estimé à 4 280 MWh/an, soit l'énergie récupérable en gagnant 1,4°C sur le Dogger.

L'étude « Étude des potentiels de production et de valorisation de chaleur fatale en Île-de-France » publiée par l'ADEME en Mai 2017 indique qu'à Chelles, il existe un gisement basse température (récupération de chaleur sur production de froid par exemple), et un gisement haute température (four, étuves...), comme le montrent les cartes ci-dessous. L'étude indique également que ce potentiel n'est pas communicable. Les données dont dispose l'ADEME peuvent néanmoins être communiquées sur demande par le référent chaleur fatale de chaque direction régionale.

**CARTE 5 - IDENTIFICATION DU GISEMENT MAXIMAL DE CHALEUR FATALE BASSE TEMPÉRATURE  
ISSUE DES INDUSTRIES EN ÎLE-DE-FRANCE (11 050 GWH/AN)**



**CARTE 6 - IDENTIFICATION DU GISEMENT MAXIMAL DE CHALEUR FATALE HAUTE TEMPÉRATURE  
ISSUE DES INDUSTRIES EN ÎLE-DE-FRANCE (2 600 GWH/AN)**



Cartes extraites de la synthèse de l'étude « Etude des potentiels de production et de valorisation de chaleur fatale en Île-de-France », publiée par l'ADEME en Mai 2017.

Les autres ressources énergétiques renouvelables mobilisables sur le réseau et à basse température sont :

- ✓ La récupération de chaleur sur les eaux usées,
- ✓ L'énergie solaire thermique,

## 3.2 EVOLUTIONS ET DEVELOPPEMENTS ENVISAGES DU RESEAU

### 3.2.1 EVOLUTIONS SUR LES BATIMENTS RACCORDES

Sur les bâtiments déjà raccordés, on peut s'attendre à une diminution progressive des puissances souscrites et des consommations à la suite d'opérations de rénovation thermique, qui sont encouragées par le contexte climatique, des subventions et le prix de l'énergie.

On peut cependant noter quelques évolutions à la hausse, notamment sur le patrimoine communal. Ces évolutions sont présentées dans le tableau ci-dessous.

Sous-station	Puissance utile	Secteur	Evolution	Échéance
Maternelle du Parc	55	Centre-Gare	Extension pour passer de 5 à 18 classes	2025-2027
GS Grande Prairie	285	Sud-Ouest	Actuellement : 9 maternelles et 14 élémentaires 10 classes vont être démolies/reconstruites, et 7 classes vont être créées.	

### 3.2.2 POSSIBILITES D'EXTENSION DU RESEAU DE CHALEUR

#### 3.2.2.1 Extensions vers Montfermeil

La ville de Montfermeil présente deux établissements hospitaliers présentés dans le tableau ci-dessous.

Établissement	Consommation gaz estimée 2019 (INSEE)	Distance au réseau (par rapport à la maternelle Bickart)
Groupe Hospitalier Intercommunal Le Raincy-Montfermeil	1 500 MWh	1 000 m
Centre de Moyen et Long Séjour Les Ormes (Montfermeil)	2 100 MWh	1750 m
Raccordement des deux établissements	3 600 MWh	1 950 m

En complément, on trouve deux résidences :

- La résidence des Perriers. Celle-ci compte 268 logements mais il semblerait, d'après les photos aériennes, que le chauffage soit électrique, et donc incompatible avec un raccordement au réseau de chaleur.
- La résidence Place Jean Mermoz. Là encore, il semblerait que le chauffage soit électrique.

Cette éventuelle extension vers les deux établissements hospitaliers présenterait une densité thermique linéaire de 1,8 MWh/an/ml, ce qui est suffisant pour bénéficier des subventions de l'ADEME. En effet, l'un des critères d'éligibilité au fonds chaleur de l'ADEME est que les extensions véhiculent au minimum 1,5 MWh/an/ml de chaleur sur au moins 200 m.

Hormis les deux résidences listées ici, les prospects potentiels entre Montfermeil et l'école Bickart sont trop peu nombreux pour pouvoir peser sur la densité thermique.

### 3.2.2.2 Extensions vers Gagny

Vers Gagny, les prospects sont les suivants :

- I3F Molière
- I3F Camelina
- Ecole Peggy, Mater Ferry et gymnase
- Centre socio-culturelle Epinettes

### 3.2.2.3 Extensions à l'est

A l'ouest, les prospects identifiés sont les suivants :

- Centre commercial Chelles 2
- Lycée Bachelard
- Lycée Lumière
- ZAC Castermant

Et dans une autre mesure :

- Les résidences sur Brou

## 3.3 DEVENIR DE LA COGENERATION

Comme on l'a vu dans le chapitre précédent, le développement du réseau autorise la perspective de doubler la production de chaleur à moyen terme. Cette évolution doit bien sûr s'accompagner d'une adaptation des moyens de production.

Dans le même temps, comme expliqué précédemment, le contrat réglementé d'achat d'électricité produit par la cogénération s'arrêtera en 2025. Le maintien en fonctionnement des moteurs est donc à questionner : l'hypothèse retenue aujourd'hui par le délégataire est d'arrêter la production.

Les installations de cogénération sont des biens de retour de la DSP. Le SMGC et le délégataire ont décidé conjointement de maintenir les moteurs de cogénération en place pour saisir d'éventuelles opportunités de valorisation sur le marché de l'électricité.

Le SMGC a souhaité, dans cadre de ce schéma directeur, que soit étudiée l'opportunité de produire de l'hydrogène, c'est ce que nous allons donc voir dans cette partie.

### 3.3.1 INTRODUCTION A LA PRODUCTION D'HYDROGENE

L'hydrogène constitue actuellement un vecteur énergétique intéressant pour plusieurs secteurs. Il est utilisé depuis plusieurs décennies dans des industries comme le raffinage pétrolier, la production d'ammoniac... mais sa fabrication reste jusqu'à présent très carbonée (à peu près 3% des émissions nationales) parce qu'il est essentiellement produit à partir de ressources fossiles comme le charbon et

le gaz naturel. Avec le plan hydrogène de 2018 doté de 100 M€ de subventions et le plan de relance de l'Etat de 7,2 Milliards d'euros d'ici 2030, les projets hydrogène en France se multiplient.

On peut distinguer 2 voies principales pour l'approvisionnement en hydrogène : l'hydrogène appelé « gris » produit à partir d'énergie fossile (utilisé en grandes quantités aujourd'hui pour des fins industrielles en tant que réactif) et l'hydrogène « vert » qui est produit actuellement surtout par électrolyse de l'eau en utilisant une électricité d'origine renouvelable ou en raccordant l'électrolyseur directement au réseau électrique français. Il faut préciser aussi que seul l'hydrogène « vert » (décarboné) est subventionné par l'ADEME et ceci dans le cadre de l'appel à projet écosystèmes territoriaux H2.

La cogénération qui consiste à produire de l'électricité et de la chaleur en même temps permet de produire de l'hydrogène, ceci en raccordant le moteur à un électrolyseur qui va transformer l'eau en dihydrogène et dioxygène.

### 3.3.2 DIMENSIONNEMENT TECHNIQUE ET FINANCIER

Dans cette partie nous allons décrire la méthodologie suivie pour calculer le coût global de production d'1 kg d'hydrogène

#### 3.3.2.1 Choix de l'électrolyseur

Trois technologies d'électrolyse existent, les électrolyseurs alcalins et PEM sont les plus matures. La technologie alcaline est moins coûteuse, elle a été donc choisie pour établir cette étude. Le site de production dispose de 2 moteurs de 4 000 kW chacun, 2 électrolyseurs de 4 MW ont donc été sélectionnés. Le McLyzer 800-30 proposé par l'entreprise française McPhy peut être utilisé, ci-après les caractéristiques techniques de ce produit :

Electrolyseur McLyzer 800 -30	
Puissance	4 000 kW
Débit	800 Nm <sup>3</sup> / h
Consommation moyenne	4,5 kWh / Nm <sup>3</sup> H <sub>2</sub>
Pression de sortie	30 bar
Durée de vie	20 ans

Dans cette étude, nous n'avons pas pris en compte les compresseurs et les réservoirs de stockage, ceci par manque d'information sur la finalité du projet et de l'utilisation de l'hydrogène produit, cette hypothèse minimise les coûts d'investissement.

#### 3.3.2.2 Quantité d'hydrogène produite

En supposant un facteur de charge de 100% et avec 145 jours de fonctionnement (cogénération entre novembre et mars), on obtient 506 182 kg H<sub>2</sub> / an (104 728 kg H<sub>2</sub> / mois). Pour donner un ordre de grandeur, 506 tonnes par an correspondent à la consommation de 148 bus roulant à l'hydrogène (en faisant l'hypothèse d'un kilométrage annuel de 40 000 km). La capacité de production est énorme, un débouché industriel (raffinage pétrolier ou production d'ammoniac) est donc nécessaire pour valoriser le gaz produit.

#### Coût du combustible (P1)

D'après les rapports annuels du réseau, 70 900 MWh de gaz sont consommés chaque année, la centrale produit ainsi 26 233 MWh sous forme d'électricité (rendement de 37%) et 28 360 MWh sous forme de chaleur (rendement de 40%). La quantité de combustible consommée pour produire

l'électricité sera donc égale à 34 069 MWh / an. En prenant un prix du gaz de 30,2 € / MWh, on obtient un prix de combustible égale à 1 028 878,7 € / an.

Coût de maintenance et de gros entretien et renouvellement (P2 + P3)

Les coûts relatifs à la cogénération ont été récupérés à partir du diagnostic financier du présent rapport, ils s'élèvent à 186 000 € / an. On applique un taux de 48% à ce coût (part de l'électricité de l'énergie totale produite) et on arrive à 89 377 € / an.

Les coûts de maintenance d'un électrolyseur sont de l'ordre de 3% du CAPEX, soit 120 000 € / an / électrolyseur et 240 000 € / an pour 2 électrolyseurs.

La somme de ces dépenses s'élève à **329 377 € / an**.

### 3.3.2.3 Coûts d'investissement (P4)

Un investissement est nécessaire pour l'acquisition des 2 électrolyseurs, des compresseurs et des réservoirs de stockage. Comme indiqué dans la partie dimensionnement, seuls les coûts des électrolyseurs sont inclus, un électrolyseur de 4 MW coûte 4 M€ soit 8 M€ pour les 2 électrolyseurs. En supposant un amortissement sur 20 ans et un taux d'intérêt de 3% pour le prêt bancaire, on obtient une valeur de P4 égale à 537 726 € / an.

Le tableau suivant résume les résultats économiques obtenus :

Quantités produites	P1	P2 + P3	P4	Total par an	Coût de l'H2
506 182 kg / an	1 028 879 €	329 377 €	537 726 €	1 992 605 €	<b>3,75 €/kg</b>

La production d'1 kg d'hydrogène coûtera à peu près 4€, ceci sans prendre en compte les investissements et les coûts d'exploitation des équipements de stockage (compresseur, réservoirs, tuyauterie). Le coût de production de l'hydrogène gris se situe entre 1,5 et 2,5 €/kg, et de l'hydrogène vert entre 5 et 10 €/kg (en incluant une station de distribution), subventions incluses.

### 3.3.3 IMPACT ENVIRONNEMENTAL

Nous allons mesurer l'impact environnemental de la production d'hydrogène en considérant seulement les émissions directes de CO<sub>2</sub> dus à l'utilisation de gaz dans la cogénération. En partant avec 234 g eq CO<sub>2</sub> / kWh gaz, on arrive à **33,8 kg eq CO<sub>2</sub> / kg H<sub>2</sub> produit**, donc une production d'hydrogène **très carbonée** même par rapport aux méthodes polluantes actuelles (10 kg CO<sub>2</sub>/kg H<sub>2</sub> pour une production par vaporeformage de gaz naturel).

Ce taux d'émissions de GES n'inclut que les émissions directes et non pas les émissions relatives à la fabrication des équipements (électrolyseur, compresseur, réservoirs, ...) et éventuellement le transport du produit.

### 3.3.4 CONCLUSION

Pour conclure, vu les coûts et l'absence de subventions, nous constatons que **le modèle économique n'est pas favorable**. De plus, les quantités produites sont énormes et nécessitent un débouché industriel adéquat. Finalement, **l'impact environnemental de la production est très fort (plus carbonée que la fabrication actuelle)**.

### 3.3.5 CONTEXTE TECHNICO-ECONOMIQUE DE LA POURSUITE DU FONCTIONNEMENT ACTUEL

La production d'hydrogène par cogénération n'étant donc pas favorable, la pertinence économique du fonctionnement de la cogénération reposera sur les coûts des énergies, et plus précisément sur le tarif d'achat du gaz, et de revente de l'électricité.

Grâce au tableau ci-dessous, nous pouvons voir sous quelles conditions la production de chaleur par cogénération est plus intéressante que par chaudières gaz classique. Les montants indiqués dans le tableau correspondent à la différence de coût entre une production par cogénération et une production par chaudière. Lorsque le montant est négatif, la production par cogénération est plus intéressante.

**Surcoût de la production de la chaleur de la cogénération par rapport à une production gaz (€/MWh)**

Coût revente élec (€ HT/MWh)	150	-77,50	-65,92	-54,35	-42,78	-31,20	-19,63	-8,05	3,52	15,09
	140	-68,25	-56,67	-45,10	-33,53	-21,95	-10,38	1,20	12,77	24,34
	130	-59,00	-47,42	-35,85	-24,28	-12,70	-1,13	10,45	22,02	33,59
	120	-49,75	-38,17	-26,60	-15,03	-3,45	8,12	19,70	31,27	42,84
	110	-40,50	-28,92	-17,35	-5,78	5,80	17,37	28,95	40,52	52,09
	100	-31,25	-19,67	<b>-8,10</b>	3,47	15,05	26,62	38,20	49,77	61,34
	90	-22,00	-10,42	1,15	12,72	24,30	35,87	47,45	59,02	70,59
	80	-12,75	-1,17	10,40	21,97	33,55	45,12	56,70	68,27	79,84
	70	-3,50	8,08	19,65	31,22	42,80	54,37	65,95	77,52	89,09
	60	5,75	17,33	28,90	40,47	52,05	63,62	75,20	86,77	98,34
	50	15,00	26,58	38,15	49,72	61,30	72,87	84,45	96,02	107,59
		35	42,5	50	57,5	65	72,5	80	87,5	95
		Coût achat gaz (€ HT/MWh PCS)								

### 3.4 TAUX D'ENERGIE RENOUVELABLE ET TVA

Le groupe de travail « Réseaux de chaleur et de froid » lancé en Mars 2019 par Mme Wargon, Secrétaire d'État auprès de la ministre de la transition écologique et solidaire, a abouti à la réalisation de propositions, dont certaines ont été retenues par le Gouvernement pour accélérer le déploiement sur le territoire des réseaux de chaleur et de froid. Parmi ces actions, on peut citer l'action n°18 :

*<<Rendre les critères d'éligibilité à la TVA à 5,5% plus ambitieux, dans un calendrier soutenable et en traitant les situations particulières. La version finale du projet de PPE intégrera à ce titre une trajectoire à voter dans un prochain projet de loi de Finances. Elle pourrait planifier l'augmentation du seuil d'énergies renouvelables et de récupération permettant l'éligibilité à la TVA réduite. Ce niveau pourrait être de 55% en 2025 et de 60% en 2030 (contre 50% aujourd'hui).>>*

Ainsi, pour continuer à bénéficier d'une TVA réduite, le réseau de chaleur devra atteindre un taux d'énergie renouvelable de 55% en 2025 et de 60% en 2030.

### 3.5 PROPOSITIONS DE SCENARIOS

Trois scénarios prospectifs pour le réseau de chaleur vont être étudiés. Sur la base d'échanges avec le SMGC, les trois scénarios retenus sont présentés dans le tableau ci-dessous.

	Situation de référence	Scénario Court terme (D'ici 5 ans)	Scénario Moyen terme (dans 5 à 10 ans)	Scénario Long terme (après 10 ans)
<b>Développement et distribution</b>				
Densification Est et Sud-Ouest		Oui 100%	Oui 100%	Oui 100%
Densification Nord-Ouest		Non	Oui (sauf hôpital)	Oui (hôpital)
Diminution consos périmètre actuel liée aux rénovations énergétiques ?		2% sur chauffage (Beaucoup de rénovations déjà faites)		
Extension Montfermeil		Non	Oui	Oui
Extension Montfermeil +		Non	Non	Oui
Extension Sud-Ouest (Foch)		Oui	Oui	Oui
Extension Est		Oui	Oui	Oui
Extension Trentaine		Oui	Oui	Oui
Extensions = potentiel maximum. Réussite commerciale ?		70%	70%	70%

## 4 SCENARIOS

Pour les trois scénarios retenus et coconstruits avec le SMGC, nous allons détailler les investissements nécessaires, voir quelles sont les conséquences sur le tarif et le taux d'énergie renouvelable.

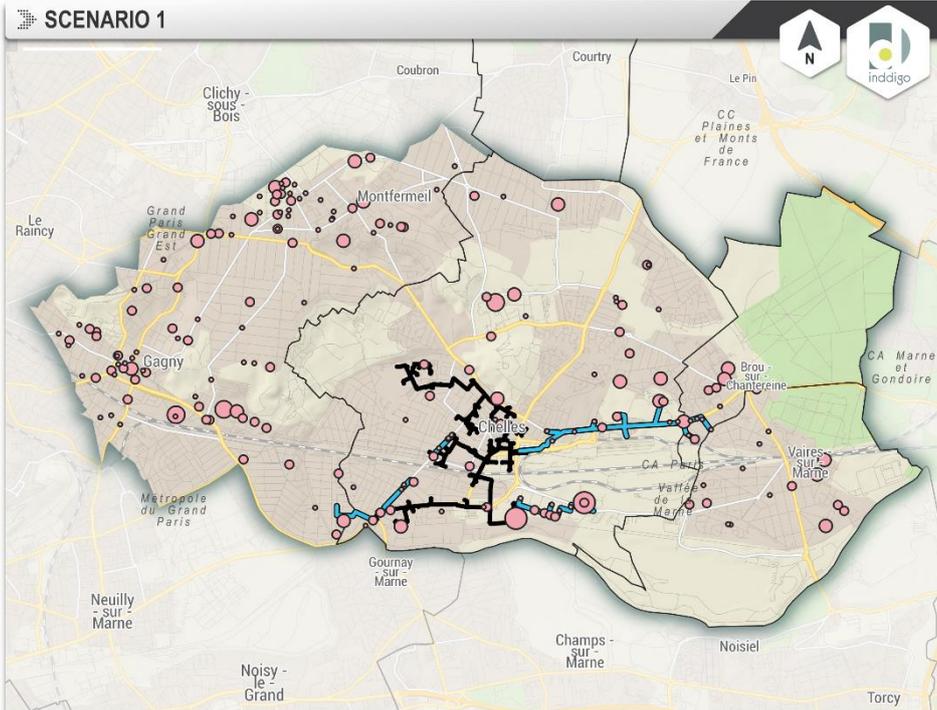
Les villes de Gagny et de Montfermeil sont desservies respectivement dans le scénario 1 et le scénario 3.

Le scénario 1 correspond à un scénario « court-terme », le scénario 2 à un scénario « moyen-terme », et le numéro 3 au long-terme. Les scénarios se cumulent donc.

### 4.1 ELEMENTS TECHNIQUES

#### 4.1.1 EXTENSIONS DU RESEAU A CREER

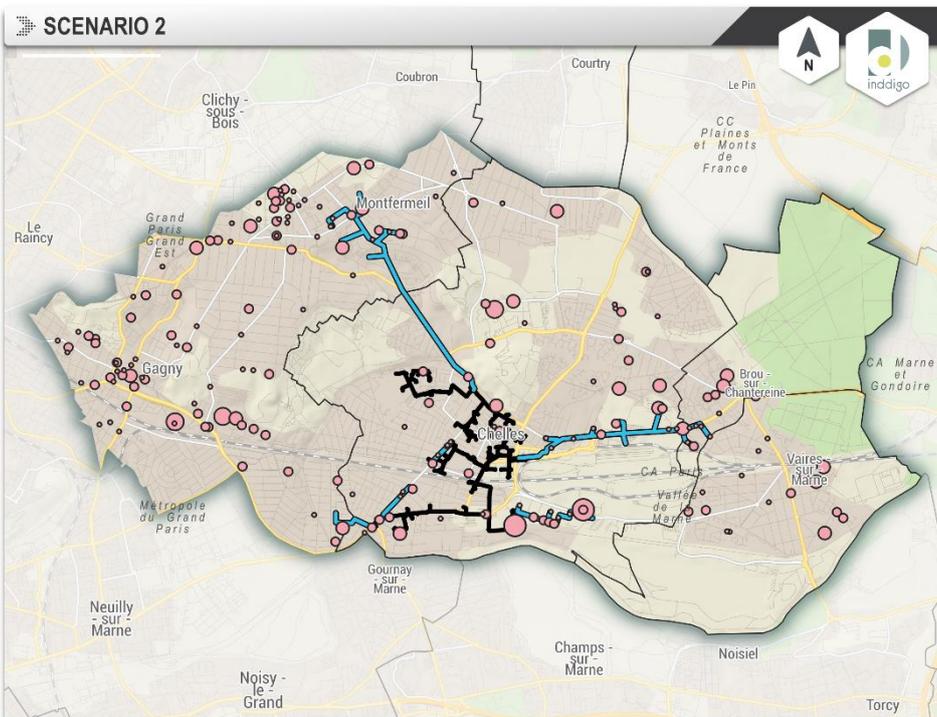
Les feeders des scénarios 1 à 3 sont représentés ci-dessous.



**CAPVM**  
Extension du réseau de chaleur de Chelles - Zone Nord

Tracés du réseau		Principaux consommateurs	
	Actuel		0 - 500 kWh
	Extension proposée		500 - 1500 kWh
<b>Réseau routier</b>			1500 - 3000 kWh
	Routes primaires		3000 - 6000 kWh
	Routes secondaires		6000 - 78100 kWh
	Routes tertiaires		
	Routes mineures		

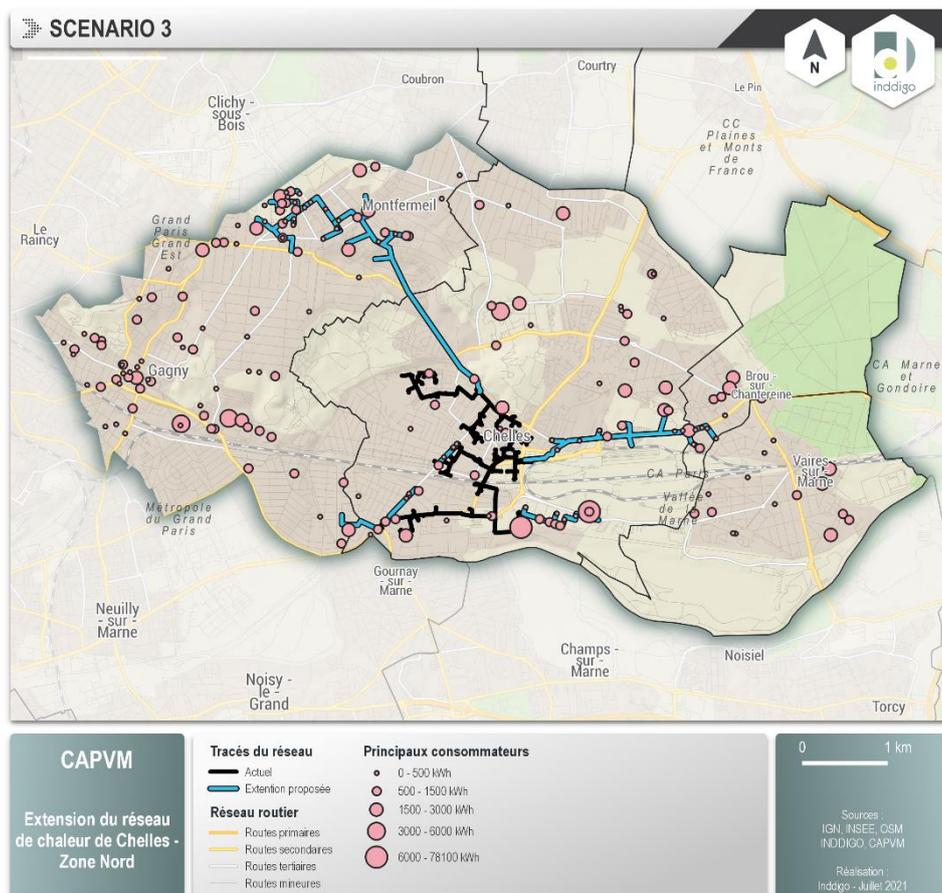
Sources : IGN, INSEE, OSM, INDDIGO, CAPVM  
Réalisation : Inddigo - Juillet 2021



**CAPVM**  
Extension du réseau de chaleur de Chelles - Zone Nord

Tracés du réseau		Principaux consommateurs	
	Actuel		0 - 500 kWh
	Extension proposée		500 - 1500 kWh
<b>Réseau routier</b>			1500 - 3000 kWh
	Routes primaires		3000 - 6000 kWh
	Routes secondaires		6000 - 78100 kWh
	Routes tertiaires		
	Routes mineures		

Sources : IGN, INSEE, OSM, INDDIGO, CAPVM  
Réalisation : Inddigo - Juillet 2021



Les longueurs des canalisations à créer, en ml, sont récapitulées dans le tableau ci-dessous, ainsi que le nombre de postes de livraison.

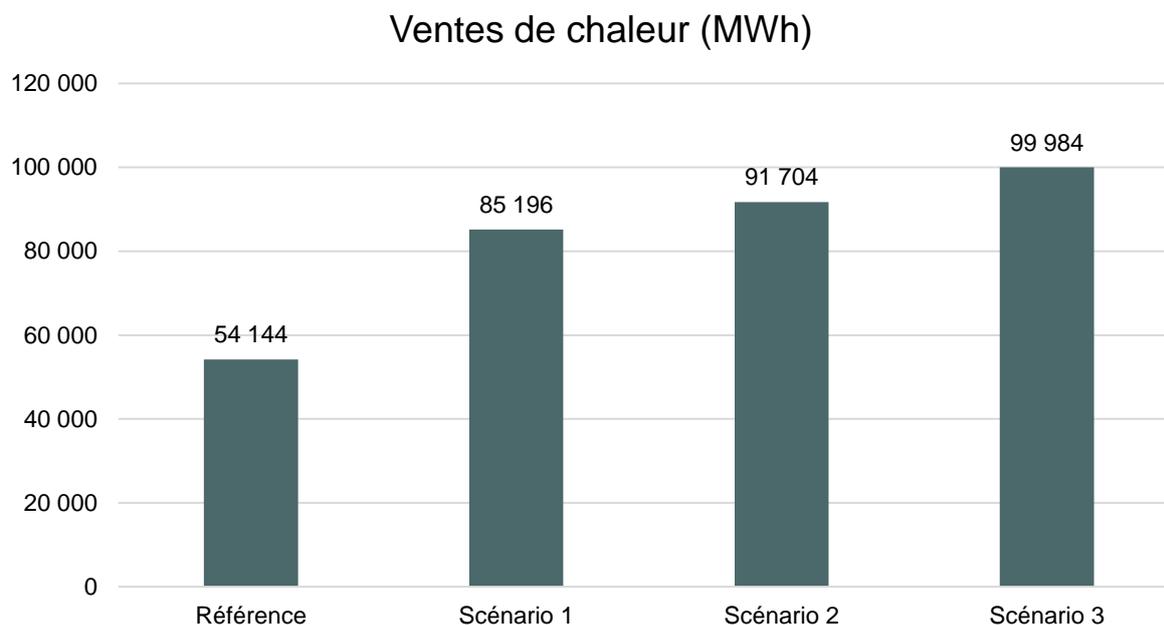
Distribution	Scénario 1	Scénario 2	Scénario 3
Réseau à créer (ml)	5 523	10 089	13 612
Postes de livraison à créer	29	39	58

Les diamètres des canalisations permettent de véhiculer la puissance nécessaire. Des études complémentaires pour vérifier que la pression sera suffisante au bout des antennes sera à mener. Si besoin, des stations de pompage intermédiaires (en sous-stations) devront être créées.

	Puissance	DN	Puissance max (Delta T = 40 K)	Utilisation de la capacité actuellement
Nord-Ouest (dont Périchelles)	7 174 kW	200	14 478 kW	50%
Centre-ville	12 227 kW	250	22 686 kW	54%
Sud-Ouest	5 300 kW	250	22 686 kW	23%
Centre-Gare	1 203 kW	300	32 071 kW	4%
Gambetta-Aulnoy	4 799 kW	300	32 071 kW	15%

#### 4.1.2 CONSOMMATIONS

Les scénarios de développement sont très ambitieux puisque le scénario 1 prévoit une augmentation des ventes de chaleur de 57%, et de 84% pour le scénario 3. Les consommations de chaque scénario sont présentées dans le graphique ci-dessous.



	Référence	Scénario 1	Scénario 2	Scénario 3
Échéance		< 5 ans	5 à 10 ans	> 10 ans
Extensions/ Densification (Taux de réussite commercial : 70%)		Trentaine Sud-Ouest Est Centre	Idem scénario 1 + Montfermeil	Idem scénario 2 + Montfermeil+ Hôpital
Ventes thermiques/an	54 GWh	85 GWh (+ 31 GWh)	96 GWh (+ 42 GWh/ref)	100 GWh (+ 46 GWh/ref)
Puissance souscrite	31 820 kW	+ 17 958 kW	+ 21 607 kW	+ 25 724 kW

#### 4.1.3 PRODUCTION DE CHALEUR

Pour satisfaire ces besoins et les nouvelles puissances, les moyens de production actuels et prévus mais non encore réalisés dans l'avenant 6 devront être adaptés conformément au tableau ci-dessous.

Pour rappel, l'avenant 6 prévoit la mise en place d'une pompe à chaleur de 3MW sur le Dogger, et l'avenant n°10 prévoit l'augmentation de la puissance d'appoint-gaz pour atteindre 33 600 kW.

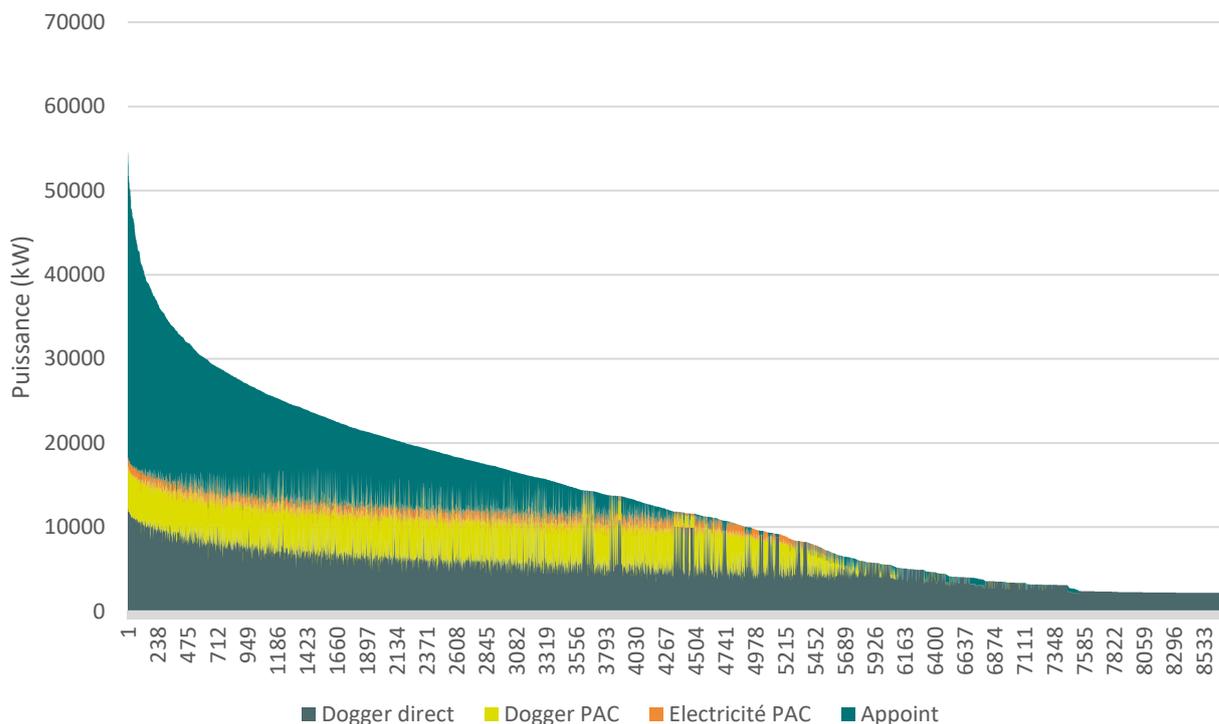
	Référence (Avenant 6)	Scénario 1	Scénario 2	Scénario 3
Températures de retour	Actuelles	Réduction de 5°C en moyenne Pincement Dogger amélioré (2°C à 300 m <sup>3</sup> /h)		
Production		Doublet PAC de 6MW		Ajout d'une PAC de 3 MW
Appoint-secours	33,6 MW	Ajout d'une chaufferie gaz de 25 MW		
Taux EnR&R		69%	65%	62%

La diminution des températures de retour a un double objectif : améliorer le taux d'énergie renouvelable (en augmentant la valorisation du Dogger par échange direct) et permet ainsi de limiter la puissance des pompes à chaleur à mettre en place, tout en atteignant un taux d'énergie renouvelable très important.

Les résultats des simulations thermiques pour chaque scénario sont présentés ci-dessous.

## Scénario 1 (court-terme)

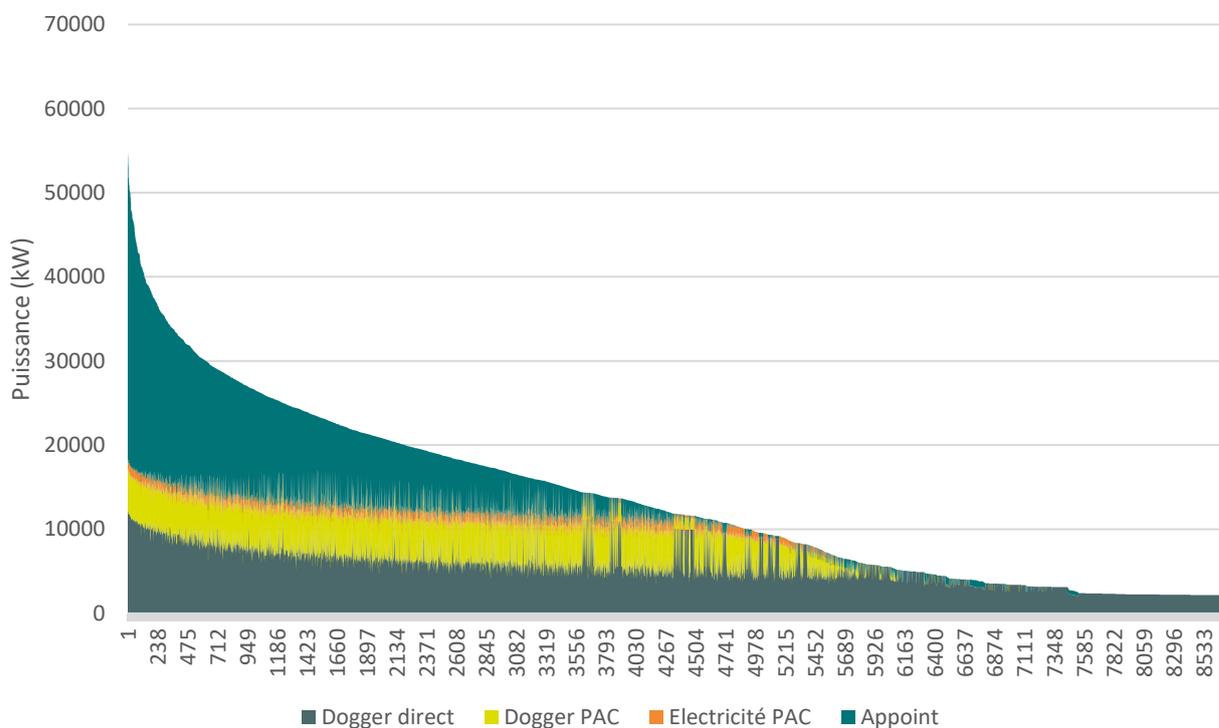
### Monotone



	Besoins	DOGGER				Pompes à Chaleur sur DOGGER				Appoint	
		Direct	PAC	Total		Fourniture	Electricité	COP			
Janvier	15 295	5 320	3 532	8 852	58%	4 418	29%	886	4,98	5 579	36%
Février	13 321	4 759	3 159	7 918	59%	3 957	30%	798	4,96	4 626	35%
Mars	12 142	4 875	3 178	8 053	66%	4 014	33%	837	4,80	3 274	27%
Avril	8 219	4 025	2 312	6 337	77%	2 915	35%	603	4,84	1 296	16%
Mai	4 754	3 438	629	4 068	86%	806	17%	177	4,56	520	11%
Juin	2 431	2 431	0	2 431	100%	0	0%	0	-	6	0%
Juillet	2 154	2 154	0	2 154	100%	0	0%	0	-	5	0%
Août	2 123	2 123	0	2 123	100%	0	0%	0	-	5	0%
Septembre	2 330	2 330	0	2 330	100%	0	0%	0	-	6	0%
Octobre	6 133	3 648	1 325	4 974	81%	1 676	27%	351	4,77	821	13%
Novembre	11 515	4 617	3 195	7 812	68%	4 039	35%	844	4,78	2 880	25%
Décembre	14 929	5 235	3 514	8 749	59%	4 397	29%	883	4,98	5 320	36%
<b>TOTAL</b>	<b>95 347</b>	<b>44 956</b>	<b>20 845</b>	<b>65 801</b>	<b>69%</b>	<b>26 224</b>	<b>28%</b>	<b>5 379</b>	<b>4,88</b>	<b>24 338</b>	<b>26%</b>

## Scénario 2 (moyen-terme)

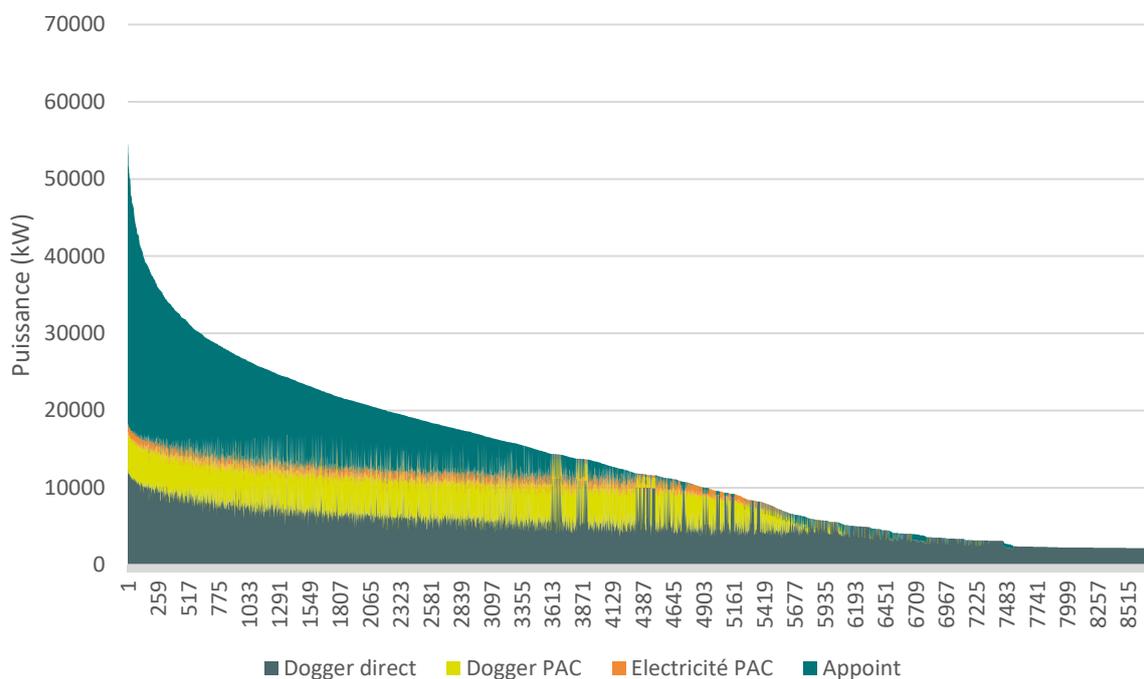
### Monotone



	Besoins	DOGGER				Pompes à Chaleur sur DOGGER				Appoint	
		Direct	PAC	Total		Fourniture	Electricité	COP			
Janvier	16 709	5 335	3 574	8 909	53%	4 457	27%	883	5,05	6 941	42%
Février	14 568	4 774	3 203	7 977	55%	3 998	27%	795	5,03	5 817	40%
Mars	13 332	4 914	3 320	8 234	62%	4 179	31%	859	4,87	4 261	32%
Avril	9 084	4 117	2 531	6 647	73%	3 182	35%	651	4,89	1 803	20%
Mai	5 411	3 742	887	4 629	86%	1 131	21%	244	4,63	550	10%
Juin	2 842	2 790	0	2 790	98%	0	0%	0	-	59	2%
Juillet	2 536	2 536	0	2 536	100%	0	0%	0	-	6	0%
Août	2 498	2 498	0	2 498	100%	0	0%	0	-	6	0%
Septembre	2 722	2 686	0	2 686	99%	0	0%	0	-	43	2%
Octobre	6 811	3 851	1 494	5 345	78%	1 885	28%	391	4,82	1 089	16%
Novembre	12 627	4 641	3 311	7 953	63%	4 168	33%	856	4,87	3 839	30%
Décembre	16 307	5 250	3 556	8 806	54%	4 435	27%	879	5,04	6 645	41%
<b>TOTAL</b>	<b>105 447</b>	<b>47 134</b>	<b>21 876</b>	<b>69 010</b>	<b>65%</b>	<b>27 434</b>	<b>26%</b>	<b>5 558</b>	<b>4,94</b>	<b>31 058</b>	<b>29%</b>

### Scénario 3 (long-terme)

#### Monotone



	Besoins	DOGGER			Pompes à Chaleur sur DOGGER				Appoint		
		Direct	PAC	Total	Fourniture	Electricité	COP				
Janvier	18 336	5 434	3 594	9 028	49%	4 469	24%	875	5,11	8 457	46%
Février	16 033	4 871	3 230	8 101	51%	4 019	25%	789	5,09	7 164	45%
Mars	14 771	5 030	3 444	8 474	57%	4 319	29%	875	4,94	5 445	37%
Avril	10 146	4 305	2 718	7 023	69%	3 408	34%	691	4,94	2 451	24%
Mai	6 490	4 166	1 309	5 475	84%	1 663	26%	353	4,71	675	10%
Juin	3 544	3 286	168	3 454	97%	212	6%	44	4,81	54	2%
Juillet	3 185	3 061	89	3 150	99%	110	3%	22	5,12	21	1%
Août	3 137	3 022	83	3 106	99%	104	3%	20	5,12	19	1%
Septembre	3 395	3 175	133	3 308	97%	168	5%	35	4,86	60	2%
Octobre	7 620	4 131	1 643	5 774	76%	2 068	27%	425	4,86	1 435	19%
Novembre	13 950	4 746	3 381	8 127	58%	4 235	30%	854	4,96	4 991	36%
Décembre	17 887	5 347	3 580	8 927	50%	4 453	25%	873	5,10	8 110	45%
<b>TOTAL</b>	<b>118 494</b>	<b>50 575</b>	<b>23 371</b>	<b>73 946</b>	<b>62%</b>	<b>29 227</b>	<b>25%</b>	<b>5 856</b>	<b>4,99</b>	<b>38 883</b>	<b>33%</b>

## 4.2 ELEMENTS FINANCIERS

### 4.2.1 INVESTISSEMENTS

Pour chaque scénario, les investissements sont détaillés ci-dessous.

	Scénario 1 Court terme	Scénario 2 Moyen terme	Scénario 3 Long terme
<b>Réseau</b>			
Réseau à créer (ml)	5 523	10 089	13 612
Postes à créer	29	39	58
Investissements réseau	5 246 850 €	9 584 550 €	12 931 400 €
Adaptation chaufferies (pompes)		30 000 €	30 000 €
<b>Production</b>			
<b>Appoint</b>			
Génie-civil appoint	309 000 €	309 000 €	309 000 €
Appoint-gaz (équipements)	1 437 000 €	1 437 000 €	1 437 000 €
<b>Total investissement</b>	<b>6 992 850 €</b>	<b>11 360 550 €</b>	<b>14 707 400 €</b>

Note : la création des sous-stations (environ 25 k€/sous-station en moyenne, en fonction de la puissance) seront supportés par les droits de raccordement, directement supportés par les futurs abonnés.

Dans ce schéma directeur, les investissements seront amortis sur la durée restant du contrat, c'est-à-dire respectivement 20, 15 et 10 ans pour les scénarios 1, 2 et 3.

### 4.2.2 SUBVENTIONS ET CEE

Ces investissements peuvent être en partie financés par le fonds chaleur et les certificats d'économie d'énergie (CEE).

#### Fonds chaleur

Le fonds chaleur, géré par l'ADEME, permet de financer la mise en œuvre d'équipements pour la valorisation d'énergie renouvelable, et les créations/extensions de réseaux de chaleur.

Les extensions permettant de livrer plus de 12 000 MWh de chaleur par an, une analyse économique sera menée par l'ADEME pour déterminer le montant de la subvention. Conformément aux discussions avec l'ADEME lors du dernier COPIL de l'étude (en septembre 2021), nous avons considéré un taux de subventions de 22,5%.

## Certificats d'économies d'énergie (CEE)

Les fiches BAR-TH-137 et BAT-TH-127 permettent d'obtenir des CEE pour le raccordement de bâtiments tertiaires et/ou d'habitation. Le nombre de MWh<sub>cumac</sub> valorisable varie en fonction du nombre de logement ou de la surface de plancher raccordée. Dans ce schéma directeur, nous avons considéré une valorisation des CEE à 8 € HT/MWh<sub>cumac</sub> conformément au cours actuel.

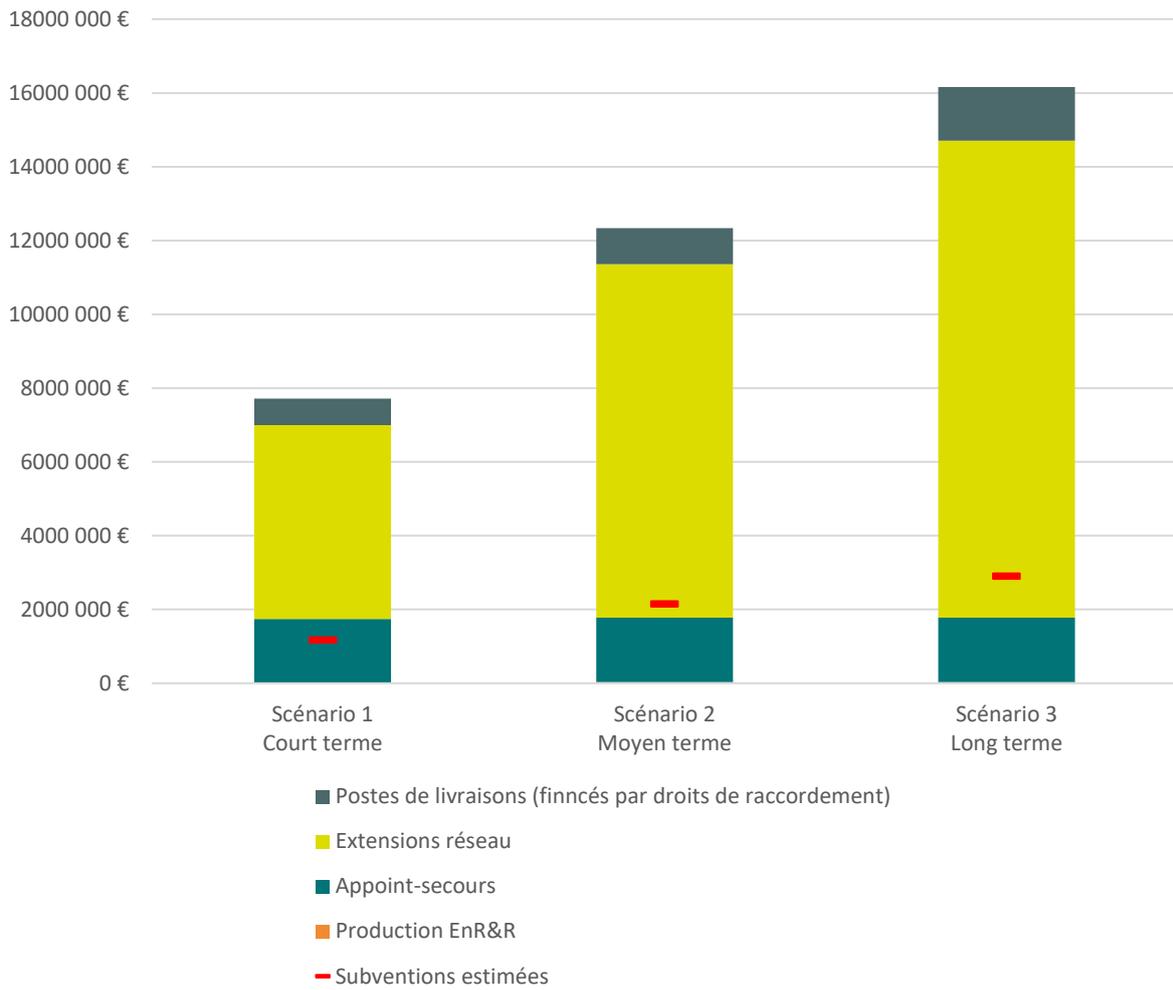
Si le délégataire est à l'origine de la demande de CEE (et facture des droits de raccordement), il les répercute sur le coût des droits de raccordement, et au-delà sur le prix de la chaleur.

		Scénario 1 Court terme	Scénario 2 Moyen terme	Scénario 3 Long terme
CEE	MWh cumac	337 981	408 816	498 937
	€	2 703 848 €	3 270 528 €	3 991 494 €

### 4.2.3 GRAPHIQUE DE SYNTHÈSE

Le graphique ci-dessous présente de manière synthétique les différents investissements et le niveau de subventions.

## Investissements



## 4.2.4 CHARGES D'EXPLOITATION

Le tableau ci-dessous détaille les charges d'exploitation pour les équipements créés.

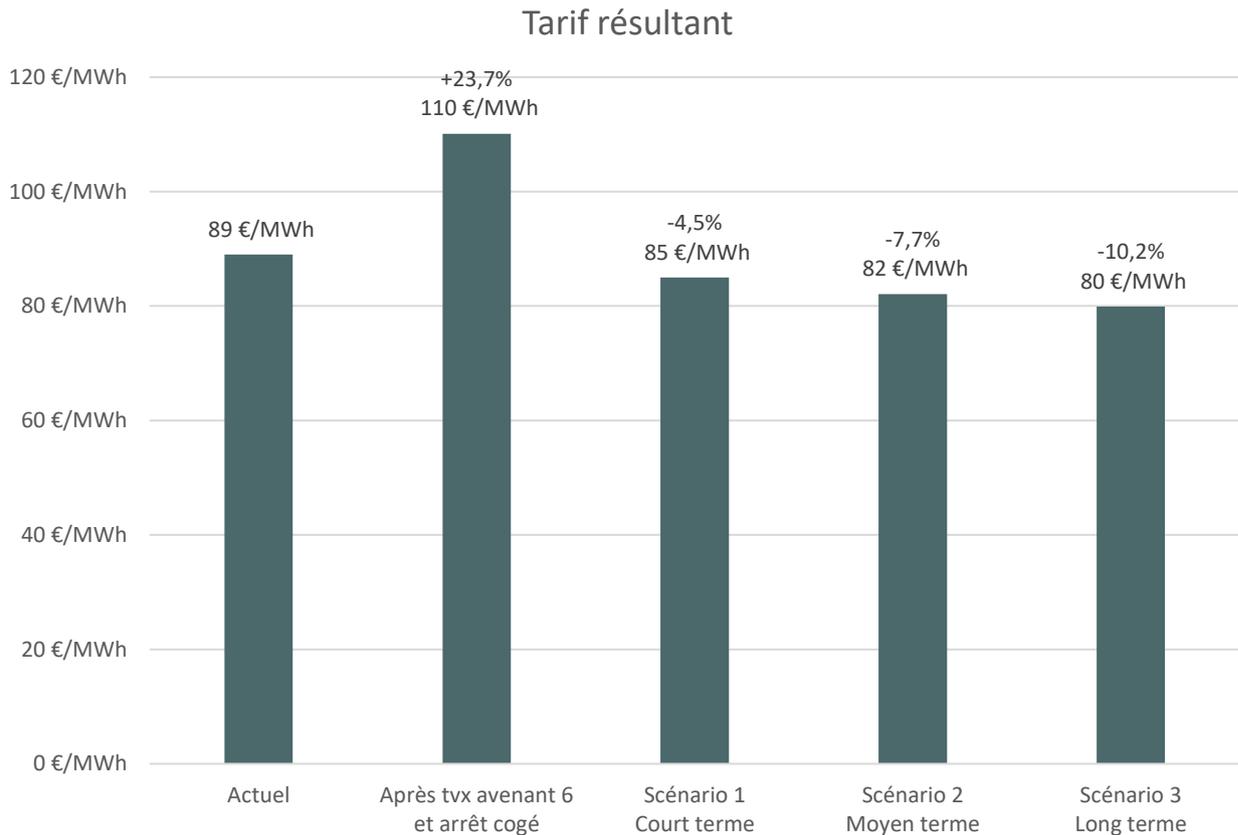
<b>Charges d'exploitation des équipements créés</b>			
	<b>Scénario 1</b>	<b>Scénario 2</b>	<b>Scénario 3</b>
	<b>Court terme</b>	<b>Moyen terme</b>	<b>Long terme</b>
Ventes supplémentaires	31 052 MWh	37 560 MWh	45 840 MWh
Energie			
Gaz (surconsommation /réf)	822 716 €	1 130 182 €	1 488 187 €
Electricité (surconsommation /réf)	17 029 €	33 117 €	59 948 €
Exploitation-maintenance			
P2-P3 PAC	0 €	0 €	0 €
P2-P3 réseau	66 276 €	121 068 €	163 344 €
P2-P3 sous-stations	14 500 €	19 500 €	29 000 €
Amortissement			
Amortissement (2%)	355 462 €	263 962 €	288 760 €
<b>Total</b>			
	<b>1 275 983 €</b>	<b>1 567 829 €</b>	<b>2 029 239 €</b>
Soit, par MWh supplémentaire (€ HT) :	41 €/MWh	42 €/MWh	44 €/MWh
Soit, par MWh supplémentaire (€ TTC) :	43 €/MWh	44 €/MWh	47 €/MWh

Dans le scénario 1, la consommation de gaz est plus faible que la référence (référence = situation après avenant 6) grâce à la diminution de la température de retour qui permet d'améliorer la récupération en échange direct sur le Dogger.

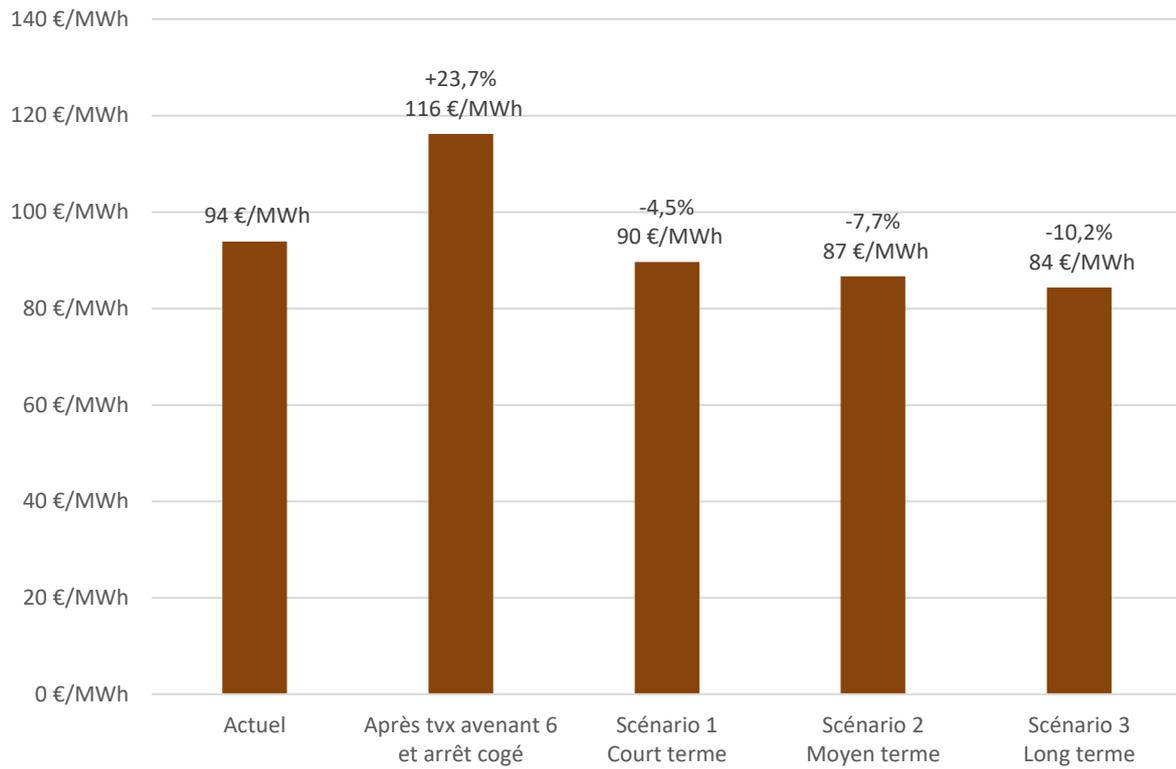
Le coût de production des MWh supplémentaires étant plus faible que le coût de production actuel, le tarif résultant sera diminué (à mode de fonctionnement de la cogénération identique), ce qui est logique car les investissements à prévoir sont faibles, il s'agit uniquement du réseau et de la production d'appoint-secours.

## 4.2.5 NOUVEAUX TARIFS

Le graphique ci-dessous présente le tarif permis par les différents scénarios, qui se basent tous sur le tarif actuel de 89 € HT/MWh. Si l'impact économique de l'arrêt des recettes des ventes électriques était répercuté sur le tarif, **l'arrêt de la cogénération sans développement représente une augmentation tarifaire de 23,7 % du tarif, soit une augmentation de 21,13 € HT/MWh**. Pour rappel, la vente d'électricité par cogénération représente un résultat de 1,14 M€ à combler d'après nos estimations. Un développement permet de diluer l'augmentation tarifaire pour combler ce manque fictif. Le tarif pour les scénarios 1 à 3 diminuerait respectivement de 4,5% à 10,2 %.



## Tarif (€ TTC/MWh)



## 5 CONCLUSIONS

### ✓ ACTIONS A MENER PRIORITAIREMENT :

- ☑ Sur le plan juridique et financier :
  - Restructurer les tarifs pour que ceux-ci correspondent à la réalité,
  - Prendre en compte la fin du contrat réglementé de revente d'électricité par cogénération,
  - Construire un CEP et le maintenir à jour pour la suite du contrat,
    - *Note : un CEP consécutif à l'avenant n°10 a été réalisé. Il convient toutefois de préciser que ce CEP n'est pas contractuel puisque non annexé à l'avenant 10, et qu'il n'a pas été transmis à Inddigo lors de la réalisation du diagnostic juridique et financier.*
  
- ☑ Sur le plan technique :
  - Réduire la température de retour qui a augmenté de plus de 10°C en 10 ans (cascades entre sous-stations, gestion fine des régimes de température, tri-tubes...)
  - Améliorer le pincement des échangeurs Dogger

### ✓ A PLUS LONG TERME :

- ☑ Les scénarios de développement permettront de limiter l'augmentation de tarif susceptible d'être causée par l'arrêt de la revente d'électricité

## 6 ANNEXES

### 6.1 ANNEXE 1 : OPPORTUNITE DE CREER D'UN MAILLAGE VIA GAGNY

Réaliser un maillage par Gagny représenterait environ 12 km de réseau supplémentaire, pour raccorder environ 40 GWh supplémentaire, soit une densité thermique linéaire de 3,3 MWh/ml, ce qui est une densité thermique faible.

### 6.2 ANNEXE 2 : OPPORTUNITE DE REALISER UN SECOND DOUBLET AU DOGGER

En fixant un coût maximum de la chaleur à 89 € TTC/MWh, un second doublet serait permis à conditions de développer le réseau à hauteur de 55 GWh/an, soit le double de son périmètre actuel.



AVEC 10 ETABLISSEMENTS ET 6 AGENCES REPARTIS SUR L'ENSEMBLE DU TERRITOIRE, VOUS TROUVEREZ TOUJOURS UN INTERLOCUTEUR INDDIGO PRES DE CHEZ VOUS !



**Notre siège social est basé à Chambéry :**

367 avenue du Grand Ariétaz  
CS 52401  
73024 Chambéry Cedex  
Tél : 04 79 69 89 69  
Mail : [inddigo@inddigo.com](mailto:inddigo@inddigo.com)

**Agence de Paris :**

40 rue de l'Echiquier  
75010 Paris  
Tél : 01 42 46 29 00

**Agence de Toulouse :**

9 rue Paulin Talabot  
Immeuble le Toronto  
31100 Toulouse  
Tél : 05 61 43 66 70

**Agence de Nancy :**

8 rue des Dominicains  
54000 Nancy  
Tél : 03 83 18 39 39

**Agence de Nantes :**

4 avenue Millet  
44000 Nantes  
Tél : 02 40 48 99 99

**Agence de Marseille :**

11, rue Montgrand  
13006 Marseille  
Tél : 04 95 09 31 00

