

RAPPORT D'OBSERVATIONS DÉFINITIVES  
ET SA RÉPONSE

GRENOBLE-ALPES MÉTROPOLE  
Enquête chauffage urbain  
(Département de l'Isère)

Exercices 2015 à 2018

Observations définitives  
délibérées le 26 mai 2020

## SOMMAIRE

<b>SYNTHÈSE.....</b>	<b>4</b>
<b>RECOMMANDATIONS.....</b>	<b>5</b>
<b>1- PRÉSENTATION DE L'ORGANISME.....</b>	<b>7</b>
<b>1.1- Le transfert de compétence à la métropole au 1<sup>er</sup> janvier 2015.....</b>	<b>7</b>
<b>1.2- La création de la régie « réseau de chaleur » .....</b>	<b>7</b>
1.2.1- La constitution de la régie.....	7
1.2.2- Le conseil d'exploitation de la régie.....	8
<b>2- LA GOUVERNANCE DU CHAUFFAGE URBAIN.....</b>	<b>9</b>
<b>2.1- Les données budgétaires et financières de la régie « réseaux de chaleur » .....</b>	<b>9</b>
2.1.1- La qualité de l'information budgétaire de la régie.....	9
2.1.2- L'équilibre budgétaire de la régie.....	10
2.1.3- L'exécution budgétaire de la régie.....	10
2.1.4- Les dépenses réelles d'exploitation du budget annexe .....	11
2.1.5- Les recettes réelles d'exploitations du budget annexe .....	12
2.1.6- La formation de l'autofinancement du budget annexe.....	14
2.1.7- Les opérations en section d'investissement du budget annexe .....	15
2.1.8- Le financement des opérations d'équipement du budget annexe.....	15
<b>2.2- Les documents de planification environnementale.....</b>	<b>16</b>
2.2.1- Les objectifs des documents de planification.....	16
2.2.2- Le Plan Air Climat Energie.....	17
2.2.3- Les schémas régionaux .....	18
2.2.4- Le schéma directeur énergie .....	19
<b>3- LE RÉSEAU DE CHALEUR PRINCIPAL .....</b>	<b>22</b>
<b>3.1- L'historique du réseau principal : six délégations de service public.....</b>	<b>22</b>
3.1.1- Les six délégations de service public.....	22
3.1.2- L'actionnariat de la métropole dans la CCIAG.....	22
3.1.3- La situation du campus universitaire .....	24
<b>3.2- Les installations de production de chaleur du réseau principal.....</b>	<b>24</b>
<b>3.3- L'environnement et le chauffage urbain du réseau principal .....</b>	<b>26</b>
3.3.1- Le régime des installations classées pour la protection de l'environnement .....	26
3.3.2- Une stratégie d'épargne des quotas d'émissions de gaz à effet de serre.....	27
3.3.3- Les certificats d'économie d'énergie .....	30
<b>3.4- L'utilisation d'énergies renouvelables par le réseau principal.....</b>	<b>32</b>
<b>3.5- Les évolutions du réseau principal.....</b>	<b>33</b>
3.5.1- Données générales du réseau principal .....	33
3.5.2- La construction de Biomax .....	35
3.5.3- Les évolutions possibles du réseau principal .....	35
3.5.4- Le classement du réseau de chaleur principal.....	37
<b>3.6- Le renouvellement de la délégation de service public du réseau principal .....</b>	<b>40</b>
3.6.1- Le bilan des six délégations de service public .....	40
3.6.2- La procédure de renouvellement de la délégation de service public.....	43
<b>3.7- Le nouveau contrat de délégation de service public (2018-2033) du réseau principal.....</b>	<b>46</b>
3.7.1- Les redevances versées par le délégataire à la métropole .....	46
3.7.2- La vente d'électricité.....	46
3.7.3- Le taux de rentabilité interne .....	46
<b>3.8- La tarification du chauffage urbain du réseau principal.....</b>	<b>47</b>
3.8.1- La vente de chaleur aux abonnés .....	47
3.8.2- La tarification sous l'ancienne délégation de service public .....	51
3.8.3- La tarification sous la nouvelle délégation de service public .....	53
<b>3.9- Les usagers du chauffage urbain du réseau principal.....</b>	<b>55</b>
3.9.1- La commission consultative des services publics locaux .....	55

3.9.2-	Le comité des usagers de l'énergie .....	55
3.9.3-	L'association des abonnés et usagers à la prise de décision du chauffage urbain	56
3.9.4-	Les principales demandes des usagers .....	57
<b>4-</b>	<b><u>LE RÉSEAU DE MIRIBEL-LANCHATRE .....</u></b>	<b><u>57</u></b>
4.1-	Historique du réseau de Miribel-Lanchâtre.....	57
4.2-	La performance environnementale du réseau de Miribel-Lanchâtre.....	58
4.3-	La tarification du réseau de Miribel-Lanchâtre .....	59
4.4-	Les usagers du réseau de Miribel-Lanchâtre .....	59
4.5-	Le déficit du réseau de Miribel-Lanchâtre.....	60
<b>5-</b>	<b><u>LE RÉSEAU DE FONTAINE.....</u></b>	<b><u>61</u></b>
5.1-	Historique du réseau de Fontaine .....	61
5.2-	La performance environnementale du réseau de Fontaine.....	62
5.3-	La tarification du réseau de Fontaine .....	63
5.4-	Les usagers du réseau de Fontaine.....	63
5.5-	Le développement du réseau de Fontaine .....	63
<b>6-</b>	<b><u>LE RÉSEAU DE GIÈRES .....</u></b>	<b><u>64</u></b>
6.1-	Les caractéristiques du réseau de Gières.....	64
6.2-	Un marché global de performance pour le réseau de Gières.....	64
<b>7-</b>	<b><u>LE RÉSEAU D'EXHAURE .....</u></b>	<b><u>66</u></b>
7.1-	Description du réseau d'exhaure.....	66
7.2-	Exploitation du réseau d'exhaure .....	68

## SYNTHÈSE

Au 1<sup>er</sup> janvier 2015, Grenoble Alpes-Métropole a pris en charge la compétence de création, d'aménagement, d'entretien et de gestion des réseaux de chaleur urbains. A ce titre, elle a repris la gestion d'un réseau principal desservant six communes (Echirolles, Grenoble, Eybens, La Tronche, Pont-de-Claix, Saint-Martin-d'Hères), d'une longueur de près de 170 km et celle des réseaux de chaleur situés sur les communes de Fontaine et de Miribel-Lanchâtre. Elle a également décidé la construction d'un nouveau réseau de chaleur sur la commune de Gières. Enfin, elle exploite un réseau de pompage de la nappe phréatique sur la presqu'île de Grenoble, à des fins géothermiques, dit réseau d'exhaure.

Pour gérer l'ensemble de ces réseaux, la métropole a créé une régie dotée de l'autonomie financière. Les investissements réalisés par la régie ont suscité une forte progression de son endettement, dont le niveau doit être maîtrisé. Le développement des activités de la régie implique que l'information transmise aux élus métropolitains soit davantage précise et détaillée, dans les rapports de présentation budgétaire comme dans les rapports annuels d'activité.

Avant le transfert de compétence, le réseau principal était exploité dans le cadre de six contrats de concession entre la compagnie de chauffage intercommunale de l'agglomération grenobloise (CCIAG) et les communes concernées. Au titre de sa compétence, la métropole doit devenir propriétaire d'au moins deux tiers des actions détenues par les communes de Grenoble et d'Echirolles dans la CCIAG, ce qu'elle n'a toujours pas fait pour la commune de Grenoble et ce qui fragilise ainsi les décisions prises par la société.

Une nouvelle délégation de service public concernant le réseau principal a été conclue entre la CCIAG et la métropole le 1<sup>er</sup> juillet 2018 pour quinze ans. Ce renouvellement a été l'occasion pour la métropole d'engager la densification du réseau. A cet effet, son classement a été opéré, bien que le rythme des raccordements ne soit pas suffisant pour atteindre les objectifs de la métropole d'ici 2030. Le scénario retenu vise à réduire davantage les émissions de gaz à effet de serre ainsi qu'à porter à 77 % de son bouquet énergétique la part d'énergies renouvelables et de récupération. Ce scénario est cependant sensible aux évolutions du prix de vente de la chaleur. Le délégataire s'est engagé sur des conditions tarifaires pour les abonnés pour la durée du contrat, ce qui constitue un risque d'exploitation à sa charge et devrait limiter les évolutions des tarifs pendant quinze ans. Ces enjeux tarifaires doivent inciter la métropole à exiger davantage de transparence de la part de son délégataire, qui n'isole pas l'activité de chauffage urbain de ses autres activités. Ces évolutions contractuelles sont globalement positives pour les abonnés, mais leur mise en œuvre doit être finement suivie par la métropole. En outre, l'information des usagers devrait être améliorée. Ils sont associés à un comité spécifiquement dédié au chauffage urbain, que la désignation de censeurs au conseil d'administration de l'entreprise pourrait venir utilement compléter.

Le réseau de Miribel-Lanchâtre présente un déficit budgétaire, avec un prix de vente de la chaleur deux fois moins élevé que son prix de revient. Sa densité thermique, particulièrement faible, interroge quant à la pertinence de son maintien. Le réseau de Fontaine est un réseau de petite taille ayant atteint sa capacité maximale de raccordements en 2018. Sa densité thermique étant correcte, le réseau pourrait être étendu, sous réserve de l'installation de nouvelles chaudières.

Le réseau d'exhaure, dont l'exploitation a commencé à la saison 2019-2020, n'a toujours pas fait l'objet d'une rétrocession par la SEM ayant réalisé les investissements, situation irrégulière à laquelle la métropole s'est engagée à remédier rapidement.

D'une manière plus générale, le bilan d'étape du schéma directeur Energie, réalisé en mars 2019, détaille peu les opérations liées au développement du chauffage urbain et leur contribution pour atteindre les objectifs ambitieux que la métropole s'est fixée.

## RECOMMANDATIONS

**Recommandation n° 1** : détailler davantage les rapports de présentation budgétaire concernant les différents réseaux gérés par la régie.

**Recommandation n° 2** : procéder sans délai au transfert de propriété d'au moins deux-tiers des actions détenues dans la CCIAG par la commune de Grenoble à la métropole.

**Recommandation n° 3** : formaliser la procédure de demande de dérogation à l'obligation de classement.

**Recommandation n° 4** : régulariser à très court terme les conditions d'exploitation du réseau d'exhaure avec la SEM InnoVia.

La chambre régionale des comptes Auvergne-Rhône-Alpes a procédé, dans le cadre de son programme de travail, au contrôle des comptes et de la gestion de Grenoble Alpes Métropole pour les exercices 2013 à 2018, en veillant à intégrer, autant que possible, les données les plus récentes.

Le contrôle a été engagé par lettre du 15 janvier 2019, adressée à M. Christophe Ferrari, président de l'établissement depuis le 25 avril 2014. Son prédécesseur sur la période contrôlée, M. Marc Baïetto, a également été informé, le 28 juin 2019.

Un avis d'enquête a été notifié le 9 juillet 2019 à la Compagnie de chauffage intercommunale de l'agglomération grenobloise (CCIAG).

Les investigations ont été menées dans le cadre de l'enquête de la formation inter-juridictionnelle sur le chauffage urbain.

La communauté d'agglomération Grenoble-Alpes Métropole ayant pris le 1<sup>er</sup> janvier 2015 le statut de métropole, et ainsi la compétence du chauffage urbain, conformément à l'article L. 5217-2 du code général des collectivités territoriales (CGCT), le contrôle porte sur les exercices 2015 à 2018, en incluant dès que possible des informations concernant les exercices 2013 et 2014.

L'entretien prévu par l'article L. 243-1 al.1 du code des juridictions financières a eu lieu le 22 octobre 2019 avec M. Ferrari.

Lors de sa séance du 22 novembre 2019, la chambre a formulé des observations provisoires qui ont été adressées le 23 décembre 2019 à M. Christophe Ferrari et à son prédécesseur M. Marc Baïetto ainsi que, pour celles les concernant, à diverses personnes concernées par le contrôle.

Après avoir examiné les réponses écrites, la chambre, lors de sa séance du 26 mai 2020, a arrêté les observations définitives reproduites ci-après.

Ce contrôle ayant eu lieu avant le début de la crise sanitaire liée à l'épidémie de Covid-19, aucune de ses conséquences possibles sur Grenoble-Alpes métropole n'a été analysée par la chambre, notamment sur le plan budgétaire et financier.

## **1- PRÉSENTATION DE L'ORGANISME**

### **1.1- Le transfert de compétence à la métropole au 1<sup>er</sup> janvier 2015**

Un réseau de chaleur est un réseau de canalisations alimenté par une ou plusieurs centrales de production qui apporte de la chaleur aux bâtiments qui lui sont raccordés.

Jusqu'à la création de la métropole de Grenoble, la compétence « réseaux de chaleur » était exercée par les communes disposant sur leurs territoires de réseaux de chauffage urbain en application de l'article 3 de la loi du 15 juillet 1980 relative aux économies d'énergie et à l'utilisation de la chaleur qui prévoit que « *l'initiative de la création des installations des réseaux de chaleur revient aux collectivités locales intéressées* ».

Depuis sa création dans les années 1960 jusqu'en 2014, six communes ont été impliquées dans le déploiement d'un réseau de chauffage urbain sur le territoire métropolitain. Les communes de Grenoble, d'Echirolles, d'Eybens, de Pont-de-Claix, de La Tronche et de Saint-Martin-d'Hères sont ainsi à l'origine de la création du second réseau de chaleur de France après celui d'Ile-de-France, alimentant l'équivalent de 100 000 logements. Sa gestion a historiquement été confiée à la Compagnie de chauffage intercommunale de l'agglomération grenobloise (CCIAG), société d'économie mixte locale.

Par ailleurs, les communes de Fontaine et Miribel-Lanchâtre ont toutes deux créé leurs propres réseaux de chauffage urbain.

La loi de modernisation de l'action publique territoriale et d'affirmation des métropoles du 27 janvier 2014, dite « loi MAPTAM », dispose que les métropoles exercent de plein droit, en lieu et place des communes membres, la compétence de création, d'aménagement, d'entretien et de gestion des réseaux de chaleur ou de froid urbains.

Au 1<sup>er</sup> janvier 2015, la communauté d'agglomération Grenoble-Alpes Métropole a pris le statut de métropole et a donc en charge cette compétence.

### **1.2- La création de la régie « réseau de chaleur »**

#### **1.2.1- La constitution de la régie**

La gestion d'un réseau de chauffage urbain et la vente de chaleur sont une activité à caractère industriel et commercial<sup>1</sup>.

Pour l'exploitation directe d'un service public à caractère industriel et commercial relevant de leur compétence, les collectivités territoriales et leurs établissements doivent constituer une régie, conformément à l'article L. 1412-1 du CGCT.

La création de la régie « réseaux de chaleur » et la définition de ses statuts ont été décidées par délibération du conseil métropolitain du 19 décembre 2014. Par délibération du 18 décembre 2015, la régie a procédé à la reprise des déficits et excédents des budgets des communes.

---

<sup>1</sup> Cf. notamment CAA Versailles, 3 février 2006, req. n°04VE02928, *Syndicat d'équipement et d'aménagement des pays de France et de l'Aulnoye* ; CAA Versailles, 28 mars 2006, req. n°04VE03501, *Association de défense des usagers du chauffage urbain* ; CAA Paris, 17 mars 2009, req. n°07PA01173, *Cne de Puteaux*.

La régie des réseaux de chaleur de la métropole de Grenoble est dotée de la seule autonomie financière. En 2018, le budget de la métropole est ainsi composé d'un budget principal et de huit budgets annexes, dont celui des réseaux de chaleur. Du personnel de la métropole, essentiellement issu de la direction transition énergétique, est mis à disposition de la régie.

Cette régie organise actuellement la gestion de quatre réseaux de chaleur et d'un réseau d'exhaure présents sur le territoire métropolitain :

- ♦ le réseau principal, géré par la CCIAG dans le cadre d'une délégation de service public dont elle est délégataire depuis 1978<sup>2</sup> et renouvelée en 2018 ;
- ♦ les réseaux des communes de Miribel-Lanchâtre (2000) et Fontaine (2010), tous deux gérés en régie directe, dont l'entretien et l'exploitation sont confiés à un même prestataire de service depuis 2018, la société Eolya ;
- ♦ le réseau de la commune de Gières, dont la création et l'exploitation font l'objet d'un contrat global de performance. La mise en service de ce réseau de chaleur à l'automne 2019 assure la production de chaleur pour environ 500 équivalents logements en utilisant essentiellement la biomasse ;
- ♦ un réseau géothermique sur la presqu'île dans le centre de Grenoble, construit dans le cadre de l'aménagement de la ZAC Presqu'île par la SEM InnoVia. La métropole a vocation à devenir gestionnaire de ce réseau, même si celui-ci n'est pas à proprement parler un réseau de chaleur mais un réseau d'évacuation (« exhaure »), distinct des réseaux collectifs.

#### 1.2.2- Le conseil d'exploitation de la régie

La régie est administrée par un conseil d'exploitation composé de 13 membres<sup>3</sup> dont sept élus représentants de l'établissement et six personnalités qualifiées ou représentants des usagers. Le conseil d'exploitation est présidé par M. Spindler, vice-président de la métropole en charge de l'énergie et de l'aménagement numérique.

Le conseil d'exploitation est obligatoirement consulté par le président de Grenoble-Alpes Métropole sur toutes les questions d'ordre général intéressant le fonctionnement de la régie. Les projets de budget et les comptes lui sont soumis et il peut procéder à toutes mesures d'investigation et de contrôle.

Conformément à l'article R. 2221-72 du CGCT, après avis du conseil d'exploitation de la régie, le conseil métropolitain se prononce sur les principaux actes de gestion de la régie. Il vote ainsi le budget et délibère sur les comptes, fixe les tarifs ou les modalités d'établissement des prix, approuve les projets de construction et fixe les taux des redevances dues par les usagers de la régie et les tarifs applicables de manière à assurer l'équilibre financier de la régie.

Le conseil d'exploitation se réunit régulièrement avant la tenue de conseils métropolitains et lorsque l'assemblée délibérante est saisie d'un sujet concernant la régie. Il s'est réuni cinq fois en 2017 et quatre fois en 2018 et des comptes rendus faisant état de la teneur des échanges sont systématiquement établis.

---

<sup>2</sup> Conventions de concession du service public de chauffage urbain des 21 décembre 1978, 7 mars 1983, 4 octobre 1983, 6 décembre 1983, 14 septembre 1984 et 19 juin 2000 conclues avec les communes de Grenoble, Eybens, Echirolles, La-Tronche, Pont-de-Claix et Saint-Martin-d'Hères.

<sup>3</sup> Conseil d'exploitation composé initialement de onze membres (six élus et cinq représentants des usagers/personnes qualifiées – délibération du 19 décembre 2014) puis de treize membres (sept élus et cinq représentants des usagers/personnes qualifiées – délibération du 1<sup>er</sup> juillet 2016).



## 2- LA GOUVERNANCE DU CHAUFFAGE URBAIN

### 2.1- Les données budgétaires et financières de la régie « réseaux de chaleur »

#### 2.1.1- La qualité de l'information budgétaire de la régie

La création d'une régie dotée d'une autonomie financière consécutivement au transfert de compétence permet d'apprécier précisément l'implication financière de la métropole dans la gestion de ce service.

Néanmoins, le budget de la régie « réseaux de chaleur » ne retrace que très partiellement les flux financiers relatifs à la gestion de ce service puisque le réseau principal, représentant l'essentiel des usagers de ce service public industriel et commercial (SPIC), fait l'objet d'une gestion déléguée. Les charges et produits attachés à la gestion de ce service ne sont donc pas retracés dans les comptes de l'établissement public mais dans ceux du délégataire.

Dès lors, les masses financières figurant dans les comptes de la régie sont donc de faible importance, en particulier en section d'exploitation (527,9 k€ en moyenne en 2017 et 2018) puisqu'elles retracent pour l'essentiel l'activité des réseaux de chaleur de Fontaine et de Miribel-Lanchâtre. A titre de comparaison, le chiffre d'affaires de la CCIAG était de 75,2 M€ en 2017-2018<sup>4</sup>.

La régie a toutefois connu d'importantes évolutions en 2017 et 2018 en raison d'opérations nouvelles programmées sur les prochains exercices, comme la construction d'un nouveau réseau de chaleur sur la commune de Gières, la mise en exploitation d'un réseau géothermique sur la presqu'île de Grenoble et la construction d'une nouvelle unité de production de chaleur « Biomax » qui alimentera le réseau principal à partir de 2020. Le renouvellement en 2018 de la délégation de service public pour la gestion du réseau principal a également contribué à ces évolutions.

Cependant, ces évolutions ne sont que partiellement retracées et identifiables dans les budgets et comptes administratifs de la régie, qui n'individualisent pas de façon détaillée les coûts associés à chaque réseau.

Les documents de présentation budgétaire mis à disposition de l'assemblée délibérante en amont du vote d'adoption de chaque budget primitif et compte administratif permettent de pallier en partie cette carence. Cependant, ces documents sont eux-mêmes lacunaires, manquant de constance dans le niveau d'informations donné d'une année sur l'autre et présentant parfois des erreurs dans les chiffres présentés, en comparaison des documents budgétaires eux-mêmes.

En lien avec la mise en place d'une comptabilité analytique, la métropole devrait donc veiller à améliorer la précision des documents budgétaires, a minima dans les documents de présentation à l'assemblée délibérante.

**Recommandation n° 1 : détailler davantage les rapports de présentation budgétaire concernant les différents réseaux gérés par la régie.**

<sup>4</sup> Chiffre d'affaires de la CCIAG pour l'exercice fiscal 2017/2018 toutes activités confondues et 53,6 M€ pour la vente de chaleur – Source : derniers comptes de la société publiés.

## 2.1.2- L'équilibre budgétaire de la régie

L'article L. 2221-5 du CGCT dispose que l'ensemble des règles budgétaires et comptables des communes sont applicables aux régies des services publics industriels et commerciaux (SPIC) sous réserve de dispositions spécifiques prévues par décrets en Conseil d'État.

Conformément à l'article L. 2224-1 du CGCT, les budgets des SPIC doivent être équilibrés en recettes et en dépenses. En l'espèce, les budgets ont toujours été votés en équilibre depuis la création de la régie.

De plus, l'un des principes cardinaux des SPIC consiste en ce qu'il existe une corrélation entre le service rendu à l'utilisateur et le prix que celui-ci paie, comme l'a confirmé le Conseil d'État dans sa décision « Société stéphanoise des eaux »<sup>5</sup> : « *les tarifs des services publics à caractère industriel et commercial, qui servent de base à la détermination des redevances demandées aux usagers en vue de couvrir les charges du service, doivent trouver leur contrepartie directe dans le service rendu aux usagers* ». La régie réseau de chaleur n'a bénéficié d'aucune subvention d'équilibre du budget général de la métropole en exploitation comme en investissement<sup>6</sup>.

Dès lors, le coût du service de chauffage urbain est couvert par ses usagers et non par les contribuables de la métropole, conformément au principe de l'équilibre budgétaire des activités à caractère industriel et commercial précité.

## 2.1.3- L'exécution budgétaire de la régie

Le taux d'exécution budgétaire, soit le rapport entre les sommes effectivement engagées ou perçues au cours de l'exercice et les sommes votées par l'assemblée délibérante et les sommes effectivement engagées, permet d'apprécier la qualité de la prévision budgétaire.

Tableau n° 1 : Taux d'exécution budgétaire 2015 - 2018

	2015	2016	2017	2018
<b>Dépenses réelles d'exploitation</b> = (mandats émis + charges rattachées)/crédits ouverts (=BP+DM+RAR n-1)	81,3 %	77,3 %	68,6 %	76,5 %
<b>Recettes réelles d'exploitation</b> = (titres émis + produits rattachés)/crédits ouverts (=BP+DM+RAR n-1)	301,3 % <sup>7</sup>	110,2 %	116,8 %	116,9 %
<b>Dépenses d'investissement</b> = mandats émis / crédits ouverts (=BP+DM+RAR n-1)	28,9 %	51,5 %	79,3 %	85,5 %
<b>Dépenses d'investissement avec RAR n</b> = mandats émis / crédits ouverts (=BP+DM+RAR n-1 + RAR n)	28,9 %	51,5 %	79,3 %	89,1 %
<b>Recettes d'investissement</b> = titres émis /crédits ouverts (=BP+DM+RAR n-1)	0,0 %	0,3 %	71,1 %	70,4 %

Source : comptes administratifs

Concernant la section d'exploitation, les taux d'exécution budgétaire indiquent une sous-estimation des recettes et une surestimation des dépenses.

Pour la section d'investissement, durant la première année d'exercice de la compétence chauffage urbain, le taux d'exécution des dépenses d'investissement était faible, avec 190 k€ de crédits ouverts et 55 k€ de mandats émis. Les taux d'exécution ont ensuite progressé

<sup>5</sup> CE, 30 septembre 1996, Société stéphanoise des eaux - Ville de Saint-Étienne.

<sup>6</sup> Soldes créditeurs des comptes 774 et 131.

<sup>7</sup> Ce taux élevé résulte de la reprise des déficits et des excédents des budgets des communes.

jusqu'à atteindre 89 % en 2018, ce qui est satisfaisant, d'autant plus que la métropole n'a pas recouru au mécanisme des autorisations de programme et crédits de paiement pour cette régie.

L'examen des taux d'exécution des opérations comptabilisées en section d'investissement met néanmoins en évidence l'absence de restes à réaliser en dépenses et en recettes, au moins jusqu'en 2017. Dès lors, de 2015 à 2017, la métropole a procédé à des annulations de crédit d'un niveau relativement élevé. Ces annulations s'expliquent en partie par l'abandon du projet de réalisation d'un hangar de stockage à Miribel-Lanchâtre, finalement jugé trop onéreux. Le taux d'exécution en investissement s'est amélioré dès 2017 en raison de la gestion en maîtrise d'ouvrage déléguée de Biomax. En 2018, la métropole comptabilise 1,6 M€ de restes à réaliser sur des comptes d'immobilisations corporelles.

**Tableau n° 2 : Dépenses d'investissements liées à l'opération Biomax**

	BP 2015	CA 2015	BP 2016	CA 2016	BP 2017	CA 2017	BP 2018 <sup>8</sup>	CA 2018	BP 2019	Total prévisionnel (CA 2015 à 2018 + BP 2019)
<b>Montants en M€</b>		0,014	1,12	0,68	4,96	4,13	17,10	20,43	33,59	58,84
<b>Taux d'exécution</b>			60,2 %		83,4 %		119,4 %			

Source : documents de présentation budgétaire (BP et CA 2015 à 2019)

La chambre invite la métropole à poursuivre l'amélioration des taux d'exécution budgétaire.

#### 2.1.4- Les dépenses réelles d'exploitation du budget annexe

Les dépenses d'exploitation des réseaux de chaleur sont peu élevées, même si elles ont fortement augmenté, passant de 146 k€ en 2015 à 633 k€ en 2018, avec une prévision de 666 k€ en 2019.

La gestion du réseau de chaleur principal faisant l'objet d'une gestion déléguée, les charges et produits d'exploitation de ce service apparaissent non dans les comptes de la métropole mais dans ceux du délégataire.

Les dépenses d'exploitation pour le réseau de Miribel-Lanchâtre sont composées de l'achat de bois et carburants, de la location d'un hangar de stockage du bois, ainsi que de dépenses d'entretien et maintenance réalisées par la CCIAG. Pour le réseau de Fontaine, elles sont constituées des frais liés au contrat d'exploitation avec la société Dalkia, de frais de personnel et de structure, de frais de maintenance ainsi que de la taxe foncière dont s'acquitte la métropole. Pour le réseau d'exhaure, il s'agit de prestations informatiques et d'entretien de l'installation.

Les deux contrats d'exploitation, avec la CCIAG et Dalkia, arrivant à terme simultanément, la régie a décidé de mutualiser ces prestations en vue de réaliser des économies. Depuis le 16 novembre 2018, la société Eolya est titulaire du marché de fourniture de combustible, d'entretien et de maintenance des réseaux de Fontaine et de Miribel-Lanchâtre.

<sup>8</sup> DM du 28 septembre 2018 : +3 730 000 € pour l'opération Biomax, les travaux ayant démarré plus tôt que prévu.

Tableau n° 3 : Dépenses réelles d'exploitation de la régie

En k€	2015	2016	2017	2018	2019 (BP)
Miribel-Lanchâtre	39,66	43,87	53,00	42,00	37,70
Fontaine	80,21	89,63	99,62	101,00	145,72
Principal	0,00	85,62	107,04	162,00	38,0
Exhaure	0,00	0,00	0,00	4,00	9,00
Dépenses non affectées	0,00	7,87	8,00	15,00	43,30
<b>Total frais réseaux</b>	<b>119,87</b>	<b>226,99</b>	<b>267,66</b>	<b>324,00</b>	<b>274,12</b>
Charges financières	26,63	25,13	24,43	34,00	136,00
Frais de personnel (remboursement)	0,00	52,2	129,72	256,00	187,50
Frais de structure	0,00	10,44	0,00	20,00	17,20
<b>TOTAL</b>	<b>146,5</b>	<b>314,76</b>	<b>421,81</b>	<b>634,00</b>	<b>614,82</b>

Source : comptes administratifs ; NB : les montants pour 2019 sont prévisionnels (issus du BP).

Le quadruplement des dépenses d'exploitation entre 2015 et 2018 résulte de trois éléments.

Tout d'abord, l'extension du réseau de Fontaine avec le raccordement de quatre nouveaux bâtiments 2015 à 2017 a occasionné des dépenses supplémentaires. De nouveaux bâtiments doivent être raccordés en 2019, ce qui fait à nouveau augmenter les dépenses d'exploitation.

Ensuite, les prestations de recherche et d'accompagnement de sortie de la délégation de service public en 2017 (60 k€) et 2018 (100 k€) ont induit la forte augmentation des dépenses d'exploitation du réseau principal.

Enfin, les frais de personnel ont fortement augmenté en 2017 en raison de la prise en compte de l'équipe opérationnelle en charge des ressources et des supports dans les frais de la régie, les frais de personnel n'étant pas pilotés de manière fine en 2015 et 2016. Cette insuffisance a fait apparaître quelques incohérences, la régie indiquant par exemple un chiffre de 173,1 k€ de masse salariale en 2017 tandis que le document de présentation du compte administratif indique 129,72 k€. En outre, la régie a recruté un chargé de mission au grade d'ingénieur en chef hors classe pour le renouvellement de la DSP en 2017 et 2018, puis un chargé d'opération pour la construction de Biomax en 2019, pour un coût budgétaire de 25 k€. Néanmoins, la régie anticipe une baisse de ses dépenses de personnel de 27 % en 2019 en raison d'une reconfiguration du service, en transformant le poste d'ingénieur à temps plein en un poste au grade de technicien à 80 %, par délibération du 18 février 2019. Même si l'établissement public a indiqué renforcer ses capacités de contrôle dans sa réponse, la chambre attire l'attention de la métropole sur le rôle essentiel de la régie en matière de suivi du délégataire et de l'exécution de la convention, qui requiert un degré élevé de compétences techniques.

Enfin, le montant des charges financières attendues en 2019 est en forte augmentation en raison d'opérations nouvelles pour lesquelles des emprunts ont été mobilisés.

#### 2.1.5- Les recettes réelles d'exploitations du budget annexe

##### 2.1.5.1- La répartition des recettes

L'essentiel des recettes réelles d'exploitation de la régie correspond aux redevances de concession du réseau principal.

Les recettes issues des réseaux de Miribel et Fontaine proviennent des abonnements et des consommations des usagers de ces réseaux. Les recettes du réseau de Miribel-Lanchâtre ont augmenté de manière significative en 2017 en raison d'une recette exceptionnelle de 11,8 k€ correspondant au remboursement d'un sinistre intervenu en 2016. Les recettes du réseau de Fontaine ont cru de manière régulière à la faveur de nouveaux raccordements.

Le réseau d'exhaure a commencé à générer des recettes d'exploitation liées aux abonnements des premiers bâtiments raccordés en 2017.

**Tableau n° 4 : Recettes réelles d'exploitation**

En k€	2015	2016	2017	2018	2019
Miribel-Lanchâtre	9,93	36,29	48,18	37	35,35
Fontaine	53,77	191,05	229,73	219	220
Réseau principal	707,18	721,54	734,89	2 813	5 285
Biomax	0	310,75	872,55		
Exhaure	0	0	1,02	26	14,60
Divers	0	3,48	0	0	0
<b>Total recettes réseau</b>	<b>770,88</b>	<b>1 263,11</b>	<b>1 886,37</b>	<b>3 094</b>	<b>5 554,95</b>
Produits financiers	0	48,83	0	0	0
Produits exceptionnels	0	0,19	0	16 028	0
<b>Total</b>	<b>770,88</b>	<b>1 312,13</b>	<b>1 886,37</b>	<b>19 123</b>	<b>5 554,95</b>

Sources : comptes administratifs et documents de présentation budgétaire.

#### 2.1.5.2- La clôture de la DSP antérieure

Pour le réseau principal, l'année 2018 est singulière, avec une augmentation significative liée à la clôture du contrat de DSP au 30 juin 2018, la métropole ayant perçu une recette exceptionnelle de 16 M€ résultant de la combinaison de trois dispositifs mis en œuvre dans la DSP.

Tout d'abord, un fonds de garantie avait été prévu par les contrats signés en 1983 au titre des droits de branchement perçus par la CCIAG pour le compte des collectivités délégantes. Ils étaient inscrits au passif de la société afin d'être restitués en fin de concession. Cependant, suite à un contrôle fiscal, l'alimentation de ce fonds a été suspendue en 1987 et son solde en fin de concession, arrêté au bilan du 30 juin 1987, était de 7,4 M€.

Ensuite, l'avenant du 30 septembre 2013 aux contrats de concession prévoit la création d'un compte de développement en son article 5 afin d'accompagner le concessionnaire dans le développement du réseau et des installations, en complément des ressources issues du compte de résultat financier et des emprunts contractés. Ce compte est abondé par l'excédent du résultat sur le résultat courant avant impôt (RCAI) moyen<sup>9</sup> lorsqu'il est supérieur à 500 k€ avec un intéressement partagé entre les concédants et le concessionnaire. L'avenant de 2015 prévoit que l'abondement sera effectué au crédit du compte environnemental. Son solde en fin de contrat de concession était de 8,4 M€.

Enfin, l'avenant de 2013 a prévu en son article 6 la mise en place d'un compte environnemental visant à financer les charges environnementales réglementaires, à savoir les IED<sup>10</sup>, les quotas de CO2 (dioxyde de carbone), la taxe sur les activités polluantes et les certificats d'économie d'énergie (CEE). Au crédit de ce compte, était imputé le produit de la contribution environnementale définie en €/MWh chaque année par le concédant et le concessionnaire, pour douze mois du 1<sup>er</sup> novembre au 31 octobre. En 2013, la contribution environnementale a été fixée à 0,50 €/MWh puis a progressivement été portée à 2 €/MWh en 2015/2016. En 2017/2018, la contribution environnementale a été maintenue à 2 €/MWh pour les mois de juillet, août, septembre et octobre puis a été ramenée à 0,87 €/MWh les autres mois de l'année. Cette contribution est facturée uniformément aux abonnés et le solde éventuel du compte est reversé à l'autorité délégante en fin de contrat. Ce solde ne peut être ni négatif ni supérieur à 200 k€, sauf à ce qu'il soit reversé sur le compte de développement du réseau. Le solde en fin du contrat au 30 juin 2018 était de 385 k€.

<sup>9</sup> Lorsque le résultat annuel CCIAG est supérieur au résultat du compte d'exploitation prévisionnel.

<sup>10</sup> Mesures dans le cadre de la directive 2010/75/UE relative aux émissions industrielles (« industrial emissions directive ») du 2 mai 2013.

## 2.1.5.3- La DSP actuelle

En 2018, le nouveau contrat de délégation a intégré les amortissements liés à la construction de la nouvelle unité de production (NUP) Biomax financée par la métropole ainsi que la reprise des centrales appartenant précédemment à la CCIAG. Cette nouvelle répartition des actifs de la délégation et des charges induites explique l'augmentation importante de la redevance que la métropole estime à 5,3 M€ en année pleine. Après avoir été de 1,6 M€ en 2017, le montant de la redevance allouée par le délégataire à l'établissement public s'est élevé en 2018 à 2,8 M€. Le délégataire fait figurer dans son compte d'exploitation prévisionnel un montant de redevance de 5,6 M€ en moyenne sur la durée du contrat, en contrepartie de la mise à disposition des unités de production de chaleur, ainsi que 0,2 M€ en contrepartie de l'occupation du domaine public et des frais de contrôle du contrat<sup>11</sup>.

## 2.1.6- La formation de l'autofinancement du budget annexe

L'excédent brut de fonctionnement, qui correspond au solde des opérations courantes de la section d'exploitation et mesure l'épargne obtenue par la métropole, indépendamment des opérations financières et exceptionnelles, se situe à un niveau moyen de 82,4 %, ce qui est élevé.

La capacité d'autofinancement (CAF) brute donne une information sur la capacité de la métropole à couvrir le remboursement en capital de sa dette et financer par elle-même ses opérations d'investissement. Elle représente en moyenne 80 % des produits de gestion sur la période, ce qui caractérise une situation très satisfaisante. En neutralisant la recette exceptionnelle de 16 M€ intervenue en 2018, la CAF nette est passée de 0,59 M€ en 2015 à 2,27 M€ en 2018, avec une projection à 3,9 M€ en 2019.

Cependant, l'analyse de la couverture des dépenses d'équipement par la CAF nette ne permet pas de porter un jugement constant sur la régie, qui n'existe que depuis 2015 et a connu une période de montée en puissance. Seule l'année 2019 pourrait donner une indication, étant la première année « de croisière » depuis le renouvellement de la DSP. En l'occurrence, cette couverture est faible, à 11 %, au vu des investissements élevés réalisés par la régie, la contraignant ainsi à recourir de manière significative à l'emprunt.

Tableau n° 5 : Capacité d'autofinancement 2015-2019

En M€	2015	2016	2017	2018	2019*
Recettes de gestion courante	0,77	1,26	1,87	3,08	5,56
Dépenses de gestion courante	0,12	0,29	0,40	0,60	0,47
<b>EBF</b>	<b>0,65</b>	<b>0,97</b>	<b>1,47</b>	<b>2,49</b>	<b>5,09</b>
Solde des opérations financières	- 0,02	+ 0,02	- 0,02	- 0,03	- 0,14
Solde opérations exceptionnelles	0,00	0,00	+ 0,01	+ 16,03	0,00
<b>CAF brute</b>	<b>0,62</b>	<b>0,99</b>	<b>1,46</b>	<b>18,49</b>	<b>4,95</b>
Remboursement du capital de la dette	0,04	0,04	0,04	0,19	1,04
<b>CAF nette</b>	<b>0,59</b>	<b>0,96</b>	<b>1,43</b>	<b>18,30</b>	<b>3,90</b>
CAF nette / dépenses d'équipement	1 180 %	113 %	32,9 %	45 %	11 %

Sources : CA 2015 à 2018 et BP 2019 ; \*chiffres prévisionnels.

<sup>11</sup> Article 58 du contrat de DSP 2018.

## 2.1.7- Les opérations en section d'investissement du budget annexe

Les dépenses d'équipement ont considérablement augmenté, passant de 56 k€ en 2015 à 34,7 M€ en 2019, en raison de la construction de la NUP<sup>12</sup> Biomax, le réseau de Gières y contribuant également dès 2017 avec une première phase d'étude puis sa construction en 2018 et 2019 pour une mise en service en 2020.

Les dépenses d'investissement sur le réseau d'exhaure sont réalisées non par la métropole mais par la SEM InnoVia, son transfert patrimonial à la métropole étant prévu ultérieurement.

Tableau n° 6 : Dépenses réelles d'investissement

En k€	2015	2016	2017	2018	2019
Miribel-Lanchâtre	16	8	8	-	8
Fontaine	25	32	172	-	10
Principal Biomax	15	678	4 134	20 427	33 588
Principal Biens de retour	-	-	-	19 334	-
Gières	-	-	31	78	1 130
<b>Total dépenses équipement</b>	<b>56</b>	<b>718</b>	<b>4 345</b>	<b>39 839</b>	<b>34 736</b>
Emprunt	38	38	38	189	1 741
<b>Total dépenses réelles d'investissement</b>	<b>94</b>	<b>756</b>	<b>4 383</b>	<b>40 028</b>	<b>36 477</b>

Source : CA et BP 2019

Dans le cadre de la nouvelle délégation de service public, la métropole a repris l'ensemble du patrimoine, soit les unités de production, conformément à sa volonté de contrôler les ressources stratégiques disponibles sur son territoire, pour 19,3 M€. La métropole a aussi racheté le réseau, lui-même repris par la CCIAG à sa valeur nette comptable, ce qui a constitué une opération blanche pour les comptes de la métropole.

## 2.1.8- Le financement des opérations d'équipement du budget annexe

Concomitamment à l'augmentation des dépenses d'équipement intervenue en 2018, la métropole, ne pouvant autofinancer que 45 % des investissements prévus, a eu recours à deux emprunts d'un montant total de 17 M€, dont 14 M€ auprès de la Banque européenne d'investissement (BEI) et 3 M€ auprès de l'Agence France Locale (AFL).

Tableau n° 7 : Recettes réelles d'investissement

En M€	2015	2016	2017	2018	2019
Emprunt	0,00	0,00	3,00	17,00	27,90
Subventions	0,00	0,00	0,02	2,87	3,63
Immobilisations en cours (23)	0,00	0,02	0,17	1,90	0,00
Réserves 1068	0,00	0,15	0,69	1,14	0,00
<b>Total</b>	<b>0,00</b>	<b>0,17</b>	<b>3,88</b>	<b>22,91</b>	<b>31,53</b>

Source : CA et BP 2019.

L'encours de dette de la métropole a progressé. Lors du transfert de compétences au 1<sup>er</sup> janvier 2015, la métropole a repris trois emprunts des communes de Fontaine et Miribel-Lanchâtre, pour un encours de 814,9 k€ au 1<sup>er</sup> janvier 2015, au taux moyen de 3,20 %.

En 2017, la métropole a souscrit son premier emprunt, totalisant alors un encours de dette de 3,7 M€ au 31 décembre 2017. L'emprunt pour Biomax a donc fait augmenter l'encours de dette à 20,5 M€ au 31 décembre 2018, avec un quasi-doublement prévu en 2019, à 46,68 M€. Cette augmentation de l'encours fait passer la capacité de désendettement de la métropole à 9,4 ans en 2019, contrairement à ce qu'indique le document de présentation du BP 2019 qui précise

<sup>12</sup> NUP : nouvelle unité de production de chaleur.

que cette capacité « reste très faible à 4,2 ans ». Cette différence s'explique par la prise en compte par la métropole du niveau d'endettement au 31 décembre 2018 sans intégrer les emprunts inscrits à son budget pour l'année 2019. Par ailleurs, les données 2018 doivent être retraitées de la recette exceptionnelle de 16 M€<sup>13</sup>. En les prenant en compte, la capacité de désendettement caractérise un endettement élevé qu'il convient de surveiller.

Tableau n° 8 : Encours de dette

En k€	2015	2016	2017	2018
Annuité en capital de la dette	37,8	38,0	38,2	188,5
+ Charge d'intérêts et pertes nettes de change	26,6	25,1	23,9	33,7
<b>= Annuité totale de la dette</b>	<b>64,4</b>	<b>63,1</b>	<b>62,2</b>	<b>222,2</b>
Encours de dette au 31 décembre	777,1	739,0	3 700,7	20 512,2
<b>Capacité de désendettement en années (dette / CAF brute)</b>	<b>1,2</b>	<b>0,7</b>	<b>2,5</b>	<b>8,2<sup>14</sup></b>

Source : ANAFI.

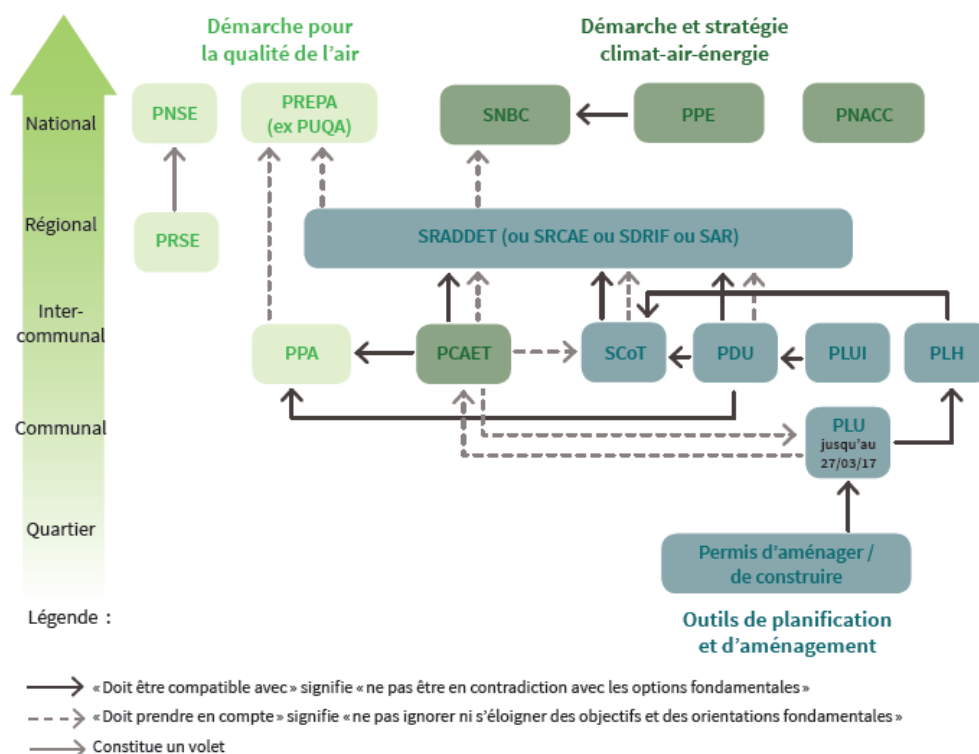
L'ensemble de ces emprunts est classifié 1A selon la « charte Gissler »<sup>15</sup>.

## 2.2- Les documents de planification environnementale

### 2.2.1- Les objectifs des documents de planification

Les objectifs de la transition énergétique définis au niveau national s'imposent aux réseaux de chauffages collectifs et sont traduits au niveau local en plusieurs documents de planification.

Schéma : Les outils de planification



Source : Guide de l'ADEME « Elus, l'Essentiel à connaître sur les PCAET », novembre 2016

<sup>13</sup> Remboursement d'un sinistre.

<sup>14</sup> Après retraitement de la recette exceptionnelle de 16 M€.

<sup>15</sup> Classification des produits structurés (classification dite « Gissler ») et circulaire du 25 juin 2010 relative aux produits financiers offerts aux collectivités territoriales et à leurs établissements publics.



Les divers objectifs adoptés par la métropole dans ses documents de planification, ainsi que dans ceux adoptés au niveau régional, sont résumés dans le tableau ci-dessous. Le bilan d'étape réalisé par l'observatoire plan énergie climat est également inséré. Ces objectifs sont présentés de manière chronologique afin d'en faciliter la lecture.

**Tableau n° 9 : Récapitulatif des objectifs des documents de planification environnementaux**

	Consommation énergétique	Emissions de GES <sup>16</sup>	Emissions de PM10	Emissions de NOx	Part des ENR&R dans la production énergétique globale	Utilisation d'énergies fossiles
<b>Plan Climat*</b> Objectifs 2014 (Base 2005)	- 14 %	- 14 %	- 24 %	- 47 %	14 %	
<b>Plan Climat Bilan 2014</b>	- 16 %	- 21 %	- 22 %	- 47 %	15,5 %	
<b>Plan Air Climat*</b> Objectifs 2020	- 20 %	- 20 %	- 35 %	- 60 %	16 %	
<b>Plan Air Energie Climat*</b> Objectifs 2020	- 30 %	- 35 %	- 40 %	- 65 %	20 %	
<b>SCOT</b> Objectifs 2020 (base 1990)		- 20 %			20 %	
<b>SRCAE</b> Objectifs 2020	- 30 %	- 34 %	- 44 %	- 64 %	29,4 %	
<b>PAEC*</b> Objectifs 2030	- 40 %	- 50 %			30 %	
<b>SDE</b> Objectifs 2030 (base 2013)	- 22 %				+ 35 %	- 30 %
<b>SRCAE</b> Objectifs 2050	- 50 %	- 50 %				
<b>PAEC*</b> Objectifs 2050	- 50 %	- 75 %				

Source : données métropole, retraitements CRC ; \*base 2005

La métropole se fixe des objectifs ambitieux en matière environnementale.

### 2.2.2- Le Plan Air Climat Energie

En 2004, la métropole a adopté un « Plan climat » en vue notamment d'atteindre les objectifs de réduction des émissions de gaz à effet de serre (GES) du protocole de Kyoto à horizon 2012. Ce plan a été suivi de l'élaboration d'une première charte d'engagement pour la période 2005-2010 signée par 68 partenaires de la métropole. Un plan d'actions internes pour la période 2007-2012 a ensuite été adopté. En 2009, suite à l'adoption du paquet législatif dit « paquet sur le climat et l'énergie » par l'Union européenne<sup>17</sup>, l'agglomération et la commune de Grenoble ont signé la convention des maires, suivie d'une deuxième charte d'engagement signée par 58 partenaires pour la période 2009-2014.

En 2012, conformément à l'article 75 de la loi Grenelle II du 12 juillet 2010 créant le Plan Climat-Energie territorial, la métropole a adopté un « Plan Air Climat », qui constitue une évolution du « Plan Climat » de 2004. En 2012, une troisième charte d'engagement a été signée par la métropole et ses partenaires pour la période 2012-2014.

Un bilan a été réalisé en juin 2016 par l'observatoire du plan air-énergie climat pour la période 2005-2014. Tous les objectifs ont été atteints, à l'exception de celui sur les émissions de particules fines (PM10), celles-ci ayant diminué de 22 % en 2014 pour un objectif de 24 %.

<sup>16</sup> GES : gaz à effet de serre ; PM10 : particules fines de diamètre inférieur à 10 micromètres ; NOx : oxydes d'azote.

<sup>17</sup> Ce paquet visait à l'atteinte de trois objectifs d'ici 2020, sur une base des consommations de 1990 : réduire de 20 % les émissions de gaz à effet de serre, porter à 20 % la part des énergies renouvelables dans la consommation énergétique de l'Union européenne, améliorer l'efficacité énergétique de 20 %.

La diminution des consommations énergétiques, avec une baisse de 16 % pour un objectif de 14 %, est essentiellement liée à des facteurs exogènes : la baisse d'activité du secteur industriel pour 60 %, l'augmentation du prix de l'énergie (+ 44 % entre 2005 et 2014), l'amélioration du parc de véhicules roulant (baisse des consommations de 8 % dans les transports d'énergie et de 2 % dans les transports de personnes alors que le prix du carburant a augmenté de 30 %). Enfin, les consommations du secteur résidentiel ont baissé de 7 %, malgré une augmentation de surfaces de 8 %, en raison d'actions mises en place par la métropole, au premier rang desquelles le dispositif « Mur-Mur » qui a débuté en 2010. De 2010 à 2017, ce dispositif a soutenu la rénovation thermique des copropriétés, soit 4 500 logements, et du parc social, soit 4 250 logements.

De plus, les réseaux de chaleur sur le territoire de la métropole contribuaient à hauteur de 8 % des besoins énergétiques de l'agglomération en 2014 contre 7 % en 2005. La consommation de combustibles sur ces réseaux a diminué d'environ 20 % depuis 2005. En 2014, la chaleur produite était à 60 % composée d'énergies renouvelables et de récupération (ENR&R), soit 30 % de la production énergétique renouvelable sur le territoire de la métropole. De manière générale, la part des énergies renouvelables dans la production énergétique globale est passée à 15,5 % par rapport à un objectif de 14 %.

La baisse de 21 % des émissions de gaz à effet de serre est supérieure à l'objectif initial d'une réduction de 14 %.

Enfin, concernant la pollution atmosphérique, la concentration de NOx (oxydes d'azote) a été réduite de 47 % entre 2005 et 2014. L'objectif fixé par le PAEC a été atteint grâce à la diminution de 70 % des émissions du secteur industriel. Les émissions de particules fines (PM10) ont diminué de 22 % en raison des évolutions du secteur industriel, du renouvellement technologique des parcs de véhicules et d'appareils de chauffage, sous l'objectif d'une réduction de 24 % pour 2005-2014.

En outre, par la délibération du 19 décembre 2014, le « plan air-climat » de 2012 a été renommé « plan air-énergie-climat » (PAEC) avec une révision à la hausse des objectifs fixés pour 2020 par le plan air-climat et un nouvel horizon à 2050. Il a surtout défini des objectifs à horizon 2030, en cohérence avec ceux de la loi du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte (TECV). Cette loi vise une réduction de 40 % des émissions de gaz à effet de serre d'ici 2030 ; la métropole s'est fixé un objectif de 50 %. L'objectif de réduction des consommations énergétiques de 30 % est identique et la métropole est un peu moins ambitieuse pour la production d'énergies renouvelables avec une part prévue à 30 % là où la loi vise 32 %.

Suite à la loi du 17 août 2015 (article 188), la métropole devait avoir adopté un plan climat-air-énergie territorial (PCAET) au 31 décembre 2018. Le 9 février 2018, elle a seulement décidé la mise à jour du plan air-énergie-climat, puis, par délibération du 5 juillet 2019, a adopté le projet de PCAET. Celui-ci reprend les objectifs du précédent PAEC à l'horizon 2030 et met en place un plan d'actions structuré autour de cinq axes. La métropole a indiqué avoir adopté le PCAET le 7 février 2020, soit plus d'un an après l'échéance fixée par la loi.

### 2.2.3- Les schémas régionaux

Effectif depuis le 23 mars 2013, le schéma de cohérence territoriale (SCoT) de la région urbaine grenobloise a été suivi de l'adoption du schéma régional du climat, de l'air et de l'énergie (SRCAE) de Rhône-Alpes en avril 2014, conformément à la loi « Grenelle II » du 12 juillet 2010<sup>18</sup>.

---

<sup>18</sup> Loi du 12 juillet 2010 portant engagement national pour l'environnement (ou « loi ENE »).

Le SCoT vise à mettre en cohérence les politiques sectorielles en matière d'habitat, de mobilité, d'aménagement commercial, d'environnement et de paysage. Il ne traite pas spécifiquement de la question des réseaux de chaleur mais s'inscrit dans les objectifs fixés à l'échelle nationale qui correspondent à ceux définis dans le paquet climat et énergie de l'Union européenne.

Le SRCAE définit des objectifs en matière de lutte contre le réchauffement climatique et de qualité de l'air et d'économies d'énergie. La région Auvergne-Rhône-Alpes dépasse l'objectif national de la part d'énergies renouvelables dans la consommation d'énergie finale en 2020 et se fixe un objectif de 29,6 %. S'agissant de la production de chaleur à partir de bois énergie, l'objectif est une augmentation de 10 % entre 2005 et 2020. Concernant la production d'énergie à partir de l'incinération de déchets, l'objectif est une augmentation de 50 % de la production d'énergie.

Le SRCAE fixe deux objectifs aux réseaux de chaleur. Le premier est d'augmenter la production de chaleur en réseau, en passant de 2 750 GWh en 2008 à 3 190 GWh en 2020. Le second objectif est d'augmenter la part des ENR&R dans les consommations d'énergie des réseaux de chaleur en réduisant la part des énergies fossiles dans le mix énergétique des réseaux de chaleur au profit de l'incinération des déchets<sup>19</sup> et du bois énergie dont la part devrait atteindre 35 % en 2020.

Enfin, un schéma régional d'aménagement, de développement durable et d'égalité des territoires (SRADDET) a été adopté le 20 décembre 2019 par la région.

#### 2.2.4- Le schéma directeur énergie

La métropole a adopté un schéma directeur énergie (SDE) par délibération du 10 novembre 2017, fixant des objectifs à l'horizon 2030, conformément à l'obligation créée par la loi du 17 août 2015.

L'article L. 2224-38 du CGCT précise que ce document doit comporter « *une évaluation de la qualité du service fourni et des possibilités de densification et d'extension de ce réseau et d'interconnexion de ce dernier avec les autres réseaux situés à proximité, ainsi qu'une évaluation des possibilités de développement de la part des énergies renouvelables et de récupération dans l'approvisionnement du réseau* ».

Le SDE fixe des objectifs à la métropole pour 2030, notamment une réduction de 22 % des consommations d'énergie.

La délibération du 19 décembre 2014 fixe un objectif de réduction de 40 % des consommations d'énergie en référence au plan climat pour la période 2005-2030, en adéquation avec les objectifs fixés par le SRCAE. Le schéma directeur énergie a été réalisé sur la base d'un état des lieux de 2013.

##### 2.2.4.1- L'élaboration du SDE

Pour élaborer le SDE, la métropole a effectué un état des lieux des consommations énergétiques, réseaux et moyens de production d'énergie sur son territoire, ainsi que l'élaboration d'un scénario d'offre et de demande énergétique à l'horizon 2030.

---

<sup>19</sup> La région se donne pour ambition une augmentation de 50 % de la production d'énergie à partir de l'incinération des déchets en lien avec l'amélioration du rendement des unités en 2020. 50 % du potentiel devrait être atteint en 2020 et la totalité en 2030.

Le SDE traite des trois énergies de réseau que sont l'électricité, le gaz et la chaleur et a été l'occasion pour la métropole d'acter des évolutions de son réseau de chaleur principal. Il a ainsi été décidé par délibération du 4 novembre 2016 de le densifier à périmètre constant en procédant à son classement.

La métropole a eu recours à une assistance à maîtrise d'ouvrage (AMO) pour un montant global de 500 k€. Cette AMO s'est décomposée en quatre prestations<sup>20</sup>, comprenant notamment l'élaboration du SDE pour un montant de 200 k€. L'étude préalable à l'élaboration du SDE a été conduite par le bureau d'études Artelys, dans le cadre d'un marché confié au groupement Artelys-Tilia-Mediation et Environnement.

La régie a constitué un comité de suivi composé de membres de la métropole, de partenaires issus du CEA, de la région Auvergne-Rhône-Alpes, de l'Université de Grenoble-Alpes, du pôle de compétitivité Tenerrdis ainsi que de membres du groupement en charge d'élaborer ce document.

#### 2.2.4.2- Les principales mesures concernant le chauffage urbain

Le SDE est divisé en deux volets, le premier concernant la réduction des consommations énergétiques du territoire métropolitain et le second le développement des ENR&R.

Ce dernier repose sur quatre axes :

- 1) privilégier la production locale de chaleur à partir de ressources renouvelables et de récupération par la conversion des systèmes énergétiques existants ;
- 2) développer la production locale de gaz et d'électricité à partir de ressources renouvelables et de récupération ;
- 3) renforcer la consommation d'énergies renouvelables pour soutenir la production des territoires voisins ;
- 4) optimiser le système énergétique local.

Concernant plus particulièrement le premier axe, qui concerne notamment le chauffage urbain, la métropole a prévu de :

- ♦ supprimer les chauffages au fioul et propane par une conversion vers une autre énergie, essentiellement gaz, bois ou réseaux de chaleur ;
- ♦ développer le recours à la biomasse avec la création de nouveaux réseaux de chaleur à plaquettes forestières quand la densité thermique est suffisante, le raccordement au réseau de chaleur principal, l'amélioration des foyers bois existants, l'incitation aux systèmes à granulés de bois pour limiter l'impact des particules (de 23 % en 2013 à 62 % en 2030) ;
- ♦ s'appuyer sur le réseau gaz pour développer des installations plus efficaces et les énergies renouvelables, notamment le solaire thermique ;
- ♦ s'appuyer sur la ressource géothermique avec une gestion durable de la nappe phréatique pour, notamment, offrir un confort de froid dans le tertiaire ;
- ♦ réserver l'usage de l'électricité pour des bâtiments très performants ou en support à l'énergie bois, afin de préserver ce réseau d'énergie pour les besoins spécifiques de l'électricité et le développement de la mobilité électrique.

---

<sup>20</sup> Elaboration du SDE, choix du mode de gestion du pôle public de l'énergie, décision sur l'avenir de l'Agence local du climat, ponts éventuels entre Gaz Electricité de Grenoble (GEG) et la CCIAG.

Pour répondre à ces objectifs, la métropole s'est engagée, par la délibération du 30 juin 2017, dans un contrat territorial de développement des énergies renouvelables thermique avec l'ADEME. Ce contrat permet de gérer le Fonds chaleur<sup>21</sup> pour 2018-2020, avec une enveloppe totale de 1,3 M€.

**Tableau n° 10 : Objectifs d'évolution de la production annuelle de la chaleur renouvelable et de récupération**

En GWh	2013	Objectif 2030
Solaire thermique	7	30
Géothermie sur nappe	2	30
Energies renouvelables et fatales <sup>22</sup> dans les réseaux de chaleur	425	676
Bois chaudières et poêles	320	484

Source : délibération du 10 novembre 2017

Le SDE contient en outre une prévision de poursuite de la rénovation thermique des bâtiments publics et privés. De 2010 à 2015, environ 2 000 logements par an ont été rénovés. La métropole envisage de doubler ce chiffre pour atteindre une diminution des consommations énergétiques de 19 % dans le secteur du logement, soit 41 000 logements rénovés d'ici 2030.

Le SDE prévoit également la mise en place d'une plateforme web dénommée « Metro Energie » devant permettre à chaque usager d'évaluer son degré de sobriété énergétique et fournir des conseils et solutions pour améliorer leur performance énergétique le cas échéant.

En outre, il est prévu dans le contrat de DSP, qui a débuté en juillet 2018, que la CCIAG élabore un schéma directeur du réseau de chaleur d'ici juin 2020. Il s'agit de réaliser une étude détaillée et plus approfondie que ce qui est présenté dans le SDE. Ce document étudiera notamment la possibilité d'extensions sur certaines branches, par exemple en cas de présence de gros consommateurs.

#### 2.2.4.3- L'exécution du SDE

En mars 2019, la métropole a procédé à un premier bilan d'étape de la mise en œuvre du SDE.

La rénovation des logements, devant permettre une baisse des consommations énergétiques, a pris du retard. Actuellement, environ 1 500 logements étant rénovés annuellement, ce nombre devrait être augmenté de 2,5 fois pour atteindre les objectifs du SDE. Concernant les maisons individuelles, le rythme de rénovation devrait être quadruplé.

La métropole explique ce retard par un manque de notoriété du dispositif « Mur-Mur 2 » puis par une accélération des demandes depuis 2018 avec un temps d'accompagnement des habitants par l'ALEC plus long que prévu. Elle consacre actuellement environ 1 M€ annuellement pour soutenir ce projet. Dès lors, l'enjeu pour la métropole consiste à mettre en adéquation ses moyens d'action à ses objectifs, celle-ci estimant que 30 M€ supplémentaires en investissement et 15 M€ supplémentaires en fonctionnement seront nécessaires entre 2020 et 2030.

Cependant, le bilan concernant le chauffage urbain est peu détaillé et comporte peu d'éléments précis permettant d'évaluer le degré d'avancement des opérations entreprises pour atteindre les objectifs définis dans le SDE.

<sup>21</sup> Créé en 2009 et géré par l'ADEME, le Fonds chaleur, doté de 1,6 Md€ pour 2009-2016, participe au financement de projets utilisant les énergies renouvelables et de récupération d'énergie.

<sup>22</sup> L'énergie fatale est la chaleur dérivée d'un site de production qui n'en constitue pas l'objet premier.

### 3- LE RÉSEAU DE CHALEUR PRINCIPAL

#### 3.1- L'historique du réseau principal : six délégations de service public

##### 3.1.1- Les six délégations de service public

Depuis sa création dans les années 1960 jusqu'en 2014, six communes ont été concernées par le déploiement d'un réseau de chauffage urbain sur l'aire de la métropole de Grenoble : Grenoble, Echirolles, Eybens, Pont-de-Claix, La Tronche et Saint-Martin-d'Hères. La gestion du réseau a historiquement été confiée à la CCIAG.

La CCIAG était ainsi titulaire de six contrats de concession de chauffage urbain :

- ♦ Echirolles (21 décembre 1978) ;
- ♦ Grenoble (7 mars 1983) ;
- ♦ Eybens (4 octobre 1983) ;
- ♦ La-Tronche (6 décembre 1983) ;
- ♦ Pont-de-Claix (14 septembre 1984) ;
- ♦ Saint-Martin-d'Hères (19 juin 2000).

La commune de Gières, qui compte sur son territoire une partie du domaine universitaire de Grenoble raccordé au réseau de chauffage urbain, n'a en revanche jamais été associée à la gestion du réseau principal.

Au 1<sup>er</sup> janvier 2015, la métropole s'est substituée aux six communes pour chacun des contrats. Par délibération du 18 décembre 2015, la métropole a adopté six avenants aux conventions de concession préparant notamment la fin des contrats de DSP au 30 juin 2018.

##### 3.1.2- L'actionnariat de la métropole dans la CCIAG

La CCIAG a trois activités principales : le chauffage urbain sur le réseau primaire, l'incinération et la valorisation des déchets ainsi que l'entretien du réseau secondaire de chauffage urbain. Elle exerce également deux activités annexes que sont la production de froid pour un quartier et la téléalarme. Le capital de la CCIAG de 5 M€ est divisé en 12 500 actions. Sa répartition est fixée comme suit, au 30 juin 2018 :

**Tableau n° 11 : Composition du conseil d'administration de la CCIAG**

	Capital détenu	Nombre d'actions	Mandats d'administrateur
Ville de Grenoble	51,9 %	6 495	6
Dalkia S.A.	41,9 %	5 246	4
Grenoble-Alpes-Métropole	4,9 %	624	1
Ville d'Echirolles	1,0 %	131	1
Territoires 38	0,008 %	1	0
LCL	0,008 %	1	0
Particulier	0,008 %	1	0
Particulier	0,008 %	1	0
<b>TOTAL</b>	<b>100 %</b>	<b>12 500</b>	<b>12</b>

Source : métropole

L'article L. 1521-1 du CGCT dispose que « la commune actionnaire d'une société d'économie mixte locale dont l'objet social s'inscrit dans le cadre d'une compétence qu'elle a intégralement transférée à un établissement public de coopération intercommunale ou que la loi attribue à la métropole de Lyon peut continuer à participer au capital de cette société à condition qu'elle

cède à l'établissement public de coopération intercommunale ou à la métropole de Lyon plus des deux tiers des actions qu'elle détenait antérieurement au transfert de compétences ». Dès lors, le transfert de la compétence chauffage urbain des communes vers Grenoble Alpes Métropole étant effectif depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2015, la commune de Grenoble aurait dû céder à la métropole au moins les deux-tiers de ses 6 495 actions, ce qu'elle n'a toujours pas fait. La métropole a cependant racheté la totalité des actions détenues par la commune d'Echirolles pour un montant total de 344 477,60 € en janvier 2020.

Concernant la commune de Grenoble, la métropole a avancé deux explications à ce retard. Tout d'abord, si la commune cède deux tiers de ses actions à la métropole, l'actionnaire privé deviendra majoritaire avec 5 246 actions contre 4 954 actions pour la métropole et 2 165 actions pour la commune de Grenoble. Cet obstacle pourrait être aisément surmonté si la commune cède davantage d'actions à Grenoble-Alpes métropole, lui permettant de devenir majoritaire devant Dalkia. La métropole semble avoir privilégié une solution alternative consistant en la cession de l'actionnaire privé d'une partie de ses actions à des acteurs bancaires, afin d'obtenir la même participation au capital que la ville de Grenoble. Dans sa réponse, la commune de Grenoble ne semble pas être défavorable à cette opération. En outre, la commune a indiqué préférer la méthode d'évaluation patrimoniale des actions. Cette méthode est concordante avec le prix des actions calculé par la métropole. La commune a également ajouté qu'elle souhaite « *participer aux travaux de rédaction d'un protocole d'accord avec les partenaires industriels et bancaires qui aura vocation à être complété par un pacte d'actionnaires entre les actionnaires publics* ». Dès lors, Dalkia, la métropole et la commune de Grenoble semblent désormais d'accord sur le principe et le prix de cession des actions, cette solution ne s'étant toujours pas concrétisée fin juin 2020.

En vertu de l'article L. 225-38 du code de commerce, « *Toute convention intervenant directement ou par personne interposée entre la société et son directeur général, l'un de ses directeurs généraux délégués, l'un de ses administrateurs, l'un de ses actionnaires disposant d'une fraction des droits de vote supérieure à 10 % ou, s'il s'agit d'une société actionnaire, la société la contrôlant au sens de l'article L. 233-3, doit être soumise à l'autorisation préalable du conseil d'administration.* ». Ces conventions dites « réglementées » excluent de facto du vote les personnes visées par l'article précité, conformément à l'article L. 225-40 du code de commerce. Dès lors, la métropole ne pourrait prendre part au vote concernant l'éventuel contrat de délégation de service public (DSP) d'Athador, étant cependant observé que le choix du délégataire revient à l'entité délégante. La chambre considère que l'hypothèse d'un renouvellement de la DSP d'Athador, avancée pour justifier un statu-quo, est sans effet sur l'obligation de cession des actions. Il n'est pas loisible à une collectivité publique de ne pas appliquer une disposition législative dans l'objectif de faire obstacle à l'application d'une autre disposition législative.

Il est indispensable que les parties concernées régularisent au plus vite cette situation. Comme l'a rappelé le ministre de la cohésion des territoires dans une réponse au Sénat en date du 15 mars 2018, le maintien de la métropole au même niveau dans l'actionnariat alors que le transfert de compétences a eu lieu, « *fragilise le fonctionnement de cette société* », et toutes ses décisions, du fait de « *l'illégalité de la composition de l'actionnariat* ».

Le rachat des actions par la métropole devrait être financé soit par un emprunt de son budget général, faisant peser sur le contribuable métropolitain un coût pour un service dont il ne bénéficie pas automatiquement, soit par emprunt de la régie, générant une charge supplémentaire sur les usagers du service, sans doute par une augmentation du tarif, selon le prix de cession des actions. Le coût total du rachat de ces actions est estimé par la métropole à 11 386 168 €, si on se réfère au prix fixé pour le rachat des actions de la commune d'Echirolles, soit 2 629,60 €. En contrepartie, elle renforcera son positionnement financier et stratégique au sein d'une société gestionnaire d'un réseau d'énergie.

**Recommandation n° 2 : procéder sans délai au transfert de propriété d'au moins deux tiers des actions détenues dans la CCIAG par la commune de Grenoble à la métropole.**

### 3.1.3- La situation du campus universitaire

Le réseau de chaleur principal dessert le domaine universitaire de Grenoble, situé sur les communes de Saint-Martin-d'Hères et de Gières.

Le 10 août 2001, le recteur d'académie et la CCIAG ont signé une convention comportant autorisation d'occupation temporaire du domaine public national. Conformément à l'article L. 2125-1 du code général de la propriété des personnes publiques (CG3P), cette occupation du domaine public a donné lieu au paiement d'une redevance par la CCIAG. La société a ainsi versé 86 985 FRF du 1<sup>er</sup> septembre 1992 au 31 août 1997 puis 30 000 FRF annuels (soit 4 600 €) du 1<sup>er</sup> septembre 1997 au 31 août 2012, date d'échéance de la convention.

Comme le stipule son article 2, la convention, étant accordée à titre précaire et révocable, pouvait être renouvelée, une fois l'échéance atteinte, à la demande du bénéficiaire. Par courrier du 23 avril 2012, la CCIAG a sollicité auprès du recteur d'académie le renouvellement pour 20 ans de l'autorisation d'occupation temporaire. Malgré des discussions en 2012 et de nouvelles sollicitations en 2014 de la part de la CCIAG, aucune nouvelle autorisation d'occupation temporaire du domaine public n'a été accordée. Or conformément à l'article L. 2122-1 du CG3P, « nul ne peut, sans disposer d'un titre l'y habilitant, occuper une dépendance du domaine public d'une personne publique ».

Dès lors, la CCIAG occupe le domaine public via les canalisations souterraines qu'elle a installées pour l'exploitation du réseau de chaleur sans autorisation. Cette situation illégale emporte pour conséquence l'absence de versement d'une redevance à l'Etat depuis maintenant plus de six ans, malgré le fonctionnement du réseau pendant cette période. En réponse à la chambre, la CCIAG a indiqué avoir provisionné une somme correspondant au montant de la redevance calculé dans la convention initiale, soit un total de 113 k€ qui pourraient être mobilisés dans le cadre d'une régularisation juridique de la situation. La métropole a quant à elle indiqué qu'une nouvelle AOT du domaine public pour la période 2020-2033 est en cours de finalisation.

### 3.2- Les installations de production de chaleur du réseau principal

Le réseau principal est composé de quatre centrales de production de chaleur, dont les caractéristiques sont rappelées dans le tableau ci-dessous.

**Tableau n° 12 : Composition des centrales du réseau principal**

Centrale	Composition	Date de mise en service	Combustibles	Puissance (en MW)	Date de fin de service
CEA	Générateur 1	1965	Fioul	15	31 mars 2020 <sup>23</sup>
	Générateur 2	1968	Fioul	27	
	Générateur 3	1973	Fioul	15	
Villeneuve	Générateur 1	1969	Fioul domestique	23	
	Générateur 2	1973	Fioul domestique	52	
	Générateur 3	1969	Fioul domestique	52	
	Ignifluid	1982	Bois, charbon	63	

<sup>23</sup> Arrêté préfectoral du 18 décembre 2015.



Centrale	Composition	Date de mise en service	Combustibles	Puissance (en MW)	Date de fin de service
La Poterne	Lit fluidisé circulant	1992	Bois, charbon, farines animales	72,5	
	Générateur 2	1976	Gaz naturel ou fioul lourd	29	
	Générateur 3	1992	Gaz naturel ou fioul lourd	35	
Vaucanson	Générateur 1	1966	Fioul	23	Ne fonctionne plus
	Générateur 2	1988	Fioul	35	
Biomax	Lit fluidisé bouillonnant	2020	Bois	43,5	
	Générateur d'appoint	2020	Fioul domestique (biocombustible liquide à terme)	43,1	

Source : métropole

En outre, le réseau produit de la chaleur par incinération d'ordures ménagères issue de l'usine Athanor.

**Tableau n° 13 : Composition de l'installation de production de chaleur de l'usine Athanor**

	Composition	Date de mise en service	Combustible	Puissance (en MW)
Athanor	Trois fours d'incinération	1994	Ordures ménagères, DIB <sup>24</sup>	3 x 19,1
	Générateur 2	1972	Gaz naturel	29
	Générateur 3	1978	Gaz naturel ou fioul	35

Source : métropole

La délégation de service public dont dispose la CCIAG depuis 2005 pour l'exploitation de cette usine devait prendre fin en décembre 2019 mais a été prolongée jusqu'au 30 avril 2020 ; elle est en cours de remise en concurrence par la métropole.

Enfin, le réseau achète de la chaleur issue de la plateforme chimique de Pont-de-Claix, exploitée par l'entreprise Solvay.

**Tableau n° 14 : Caractéristiques de la récupération de chaleur de la plateforme chimique Pont-de-Claix**

	Composition	Date de mise en service	Combustible	Puissance (en MW)
Solvay	Station d'échange	septembre 2019	Gaz naturel, hydrogène et déchets industriels	30

Source : métropole

La CCIAG a conclu une convention en date du 20 juin 2017 avec Solvay, sans procédure de publicité et de mise en concurrence, sous le régime de l'exception prévue en cas de raisons techniques<sup>25</sup>, justifiées par la proximité de la localisation de l'usine au réseau de chaleur ainsi que par la capacité technique excédentaire de l'usine à fournir une quantité important d'énergie à basses émissions au réseau.

En période de pointe, la CCIAG achète la vapeur excédentaire produite par la plateforme chimique afin de la substituer à la chaleur produite par des générateurs fonctionnant au fioul domestique, dans la limite d'une consommation estimée à 8 GWh/an pendant 1 000 heures sur cent jours. Le prix jusqu'à 8 GW/h est celui du fioul domestique. Au-delà de ces consommations, la chaleur récupérée de Solvay compense les générateurs exploités au gaz

<sup>24</sup> Déchets industriels banals.

<sup>25</sup> Article 30 du décret 2016-360 du 25 mars 2016.

naturel et le prix est celui du gaz. En été, la CCIAG vend l'excédent de chaleur issue de l'incinération des ordures ménagères d'Athador pour une consommation estimée en moyenne à 10 GWh/an, sur la base du prix de la chaleur produite par les chaudières au gaz.

### 3.3- L'environnement et le chauffage urbain du réseau principal

#### 3.3.1- Le régime des installations classées pour la protection de l'environnement

Les équipements de chauffage urbain sont des installations classées pour la protection de l'environnement (ICPE) et présentent à ce titre un haut niveau de suivi environnemental et de sécurité. Celles-ci sont définies à l'article L. 511-1 du code de l'environnement qui dispose qu'il s'agit des « *installations exploitées ou détenues par toute personne physique ou morale, publique ou privée, qui peuvent présenter des dangers ou des inconvénients soit pour la commodité du voisinage, soit pour la santé, la sécurité, la salubrité publiques, soit pour l'agriculture, soit pour la protection de la nature, de l'environnement et des paysages, soit pour l'utilisation rationnelle de l'énergie, soit pour la conservation des sites et des monuments ainsi que des éléments du patrimoine archéologique* ».

Il existe trois régimes de classement des ICPE correspondant chacun à un niveau d'impact potentiel pour l'environnement. Les régimes de déclaration et d'enregistrement concernent pour le premier des installations de petite taille à faible risque pour l'environnement et pour le second des installations pour lesquelles le risque est maîtrisé. Le régime le plus contraignant est celui de l'autorisation<sup>26</sup>. L'exploitant doit composer un dossier avec une étude d'impact et une étude de danger. Une enquête publique doit être mise en œuvre, donnant lieu à un avis consultatif. Le préfet décide enfin de refuser ou d'autoriser l'exploitation. Son autorisation se matérialise par un arrêté d'exploitation précisant les conditions d'exploitation de l'installation.

Ce régime d'autorisation s'applique aux installations de chauffage urbain dont la puissance est supérieure à 50 MW, ce qui est le cas des centrales du CEA, de Villeneuve, de La Poterne, de Vaucanson, de Biomax et de l'usine d'incinération des ordures ménagères Athador :

- ♦ CEA : arrêté préfectoral du 15 décembre 2014 au 31 décembre 2015 puis arrêté complémentaire du 18 décembre 2015 établi jusqu'au 31 mars 2020, date de mise en service de Biomax ;
- ♦ Villeneuve : arrêtés successifs, dont mises en demeure de se mettre en conformité notamment par rapport aux émissions de NOx jusqu'en 2017 ; deux nouveaux arrêtés complémentaires autorisent en 2018 des essais au fioul domestique et aux biocombustibles solides ;
- ♦ La Poterne : dernier arrêté préfectoral pris en février 2018 pour la réalisation d'essais à partir de biocombustibles ;
- ♦ Vaucanson : chaufferie de secours qui n'a plus été sollicitée depuis 2012, dernier arrêté préfectoral date de 2017 (mise à jour de prescriptions complémentaires applicables) ;
- ♦ Athador : dernier arrêté préfectoral en 2017 (mise à jour des prescriptions complémentaires applicables).

Dans le cadre de la maîtrise des risques industriels, les ICPE doivent faire l'objet d'une étude de dangers recensant les phénomènes pouvant se produire (incendie, explosion, pollution) et leurs conséquences potentielles. En parallèle, les mesures de prévention (réduction de la probabilité d'un accident) et de protection (réduction de la gravité) mises en place ou prévues dans le cadre du projet sont étudiées. Les études de danger produites par la métropole s'appuient sur une description détaillée des installations, de leur voisinage et de leurs zones

<sup>26</sup> Article R. 512-2 du code de l'environnement, abrogé au 1<sup>er</sup> mars 2017. L'ensemble de ces procédures a été fusionné en « autorisation environnementale », codifiée au L. 181-2 du code de l'environnement.

d'implantation. Elles présentent également les mesures organisationnelles et techniques nécessaires à la maîtrise des risques. Un document de 2017 relatif à la protection contre les explosions (DRPCE) pour l'ensemble des sites de la CCIAG a également été transmis.

Les études d'impact, ou leurs synthèses destinées au public dans le cadre de l'enquête publique, n'ont en revanche pas été fournies par la métropole, à l'exception de celle concernant Biomax.

Enfin, la métropole doit s'assurer que la CCIAG transmet aux personnes publiques<sup>27</sup>, à partir de son système de comptage d'énergie, les données disponibles de production et de consommation de chaleur, conformément à l'article L. 113-1 du code de l'énergie.

### 3.3.2- Une stratégie d'épargne des quotas d'émissions de gaz à effet de serre

Le système d'échange de quotas d'émission de l'Union européenne (SEQE-UE) est un outil réglementaire visant à réduire les émissions de gaz à effet de serre mis en œuvre pour faciliter le respect des engagements des Etats membres pris dans le cadre du protocole de Kyoto du 11 décembre 1997. Ce système, adopté le 13 octobre 2003 au travers de la directive 2003/87/CE et effectif depuis 2005, repose sur un principe de plafonnement et d'échange.

Chaque membre de l'Union européenne définit au préalable un plan national d'allocation (PNA) permettant la répartition de quotas (droits d'émission) entre les installations couvertes par ce dispositif. Une fois le plafond déterminé et les quotas correspondants alloués (gratuitement ou par enchères), les entreprises assujetties doivent chaque année justifier d'un nombre suffisant de quotas pour couvrir leurs émissions. Les exploitants ont la possibilité d'acquérir des quotas sur le marché en cas de non-respect de la limite imposée ou bien de les épargner pour utiliser l'excédent afin de couvrir leurs besoins futurs.

En cas de manquement à leurs obligations, les exploitants sont sanctionnés par des pénalités de 100 € par tonne de CO<sub>2</sub> depuis 2013, généralement non libératoires. Les objectifs des PNA diminuent progressivement, afin d'atteindre l'objectif européen d'une réduction de 20 % des émissions d'ici 2020 et de 43 % d'ici 2030 par rapport à 2005. En 2016, les émissions françaises représentaient 101 Mt de CO<sub>2</sub>, dont 5 % provenant du chauffage urbain.

Depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2005, trois phases se sont succédé, soit trois plans nationaux d'allocation des quotas d'émissions (PNAQ) : une première phase de trois ans (2005-2007), une deuxième de cinq ans (2008-2012), puis une troisième phase de huit ans (2013-2020). Depuis la troisième phase, la méthode par défaut d'allocation des quotas est la mise aux enchères (au lieu de l'allocation à titre gratuit). Cette disposition vise particulièrement le secteur de l'électricité pour lequel la mise aux enchères concerne 100 % des quotas. La prochaine période d'échange est prévue de 2021 à 2030.

#### 3.3.2.1- La stratégie de la CCIAG

L'équipement de la métropole relève du SEQE-UE. Un compte a donc été ouvert au registre français de gestion des quotas d'émission de gaz à effet de serre tenu par la Caisse des dépôts et consignations pour chaque installation de production de chaleur.

Face à la baisse constante des quotas gratuits attribués aux exploitants depuis 2013, la CCIAG a adopté un plan d'économies de quotas en substituant le fioul domestique et le gaz au fioul lourd, mais, surtout, en optimisant l'utilisation du bois énergie. L'augmentation du bois énergie a ainsi conduit à une baisse de 23 600 tonnes de CO<sub>2</sub> par an de 2014 à 2018.

---

<sup>27</sup> La liste des personnes publiques destinataires de ces données est précisée au V. de l'article D. 113-3 du code de l'énergie.

Entre 2015 et 2018, elle a procédé à l'achat de quotas pour un total de 72 757 tonnes de CO<sub>2</sub>. Ces achats, associés aux allocations gratuites, ont finalement permis de ne prélever que 12 000 tonnes de CO<sub>2</sub> sur le stock issu du PNAQ 2 de 2014 à 2016.

L'arrêté du 24 janvier 2014 détermine le montant des quotas d'émissions de gaz à effet de serre affectés par exploitant pour le PNAQ 3.

**Tableau n° 14 : Quotas d'émissions de GES du PNAQ3 pour le réseau principal (tonnes)**

	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	TOTAL
Villeneuve	40 919	34 367	28 446	28 840	21 399	18 069	14 847	11 745	194 632
CEA	1 716	1 536	1 360	1 190	1 025	866	711	563	8 967
Poterne	50 147	42 050	34 748	29 278	25 237	21 327	17 543	13 896	234 226
Vaucanson	609	0	0	0	0	0	0	0	609
Athanor	4 154	3 491	2 951	2 583	2 224	1 879	1 544	1 221	20 047
<b>TOTAL</b>	<b>97 545</b>	<b>79 908</b>	<b>67 505</b>	<b>61 891</b>	<b>49 885</b>	<b>42 141</b>	<b>34 645</b>	<b>27 425</b>	<b>458 481</b>

Source : arrêté du 24 janvier 2014

On constate la diminution progressive des quotas alloués gratuitement, en particulier pour l'usine de Vaucanson qui n'en bénéficie plus depuis 2014. En moyenne, les quotas sont donc divisés par trois entre 2013 et 2020 afin d'aboutir à une réduction significative des émissions.

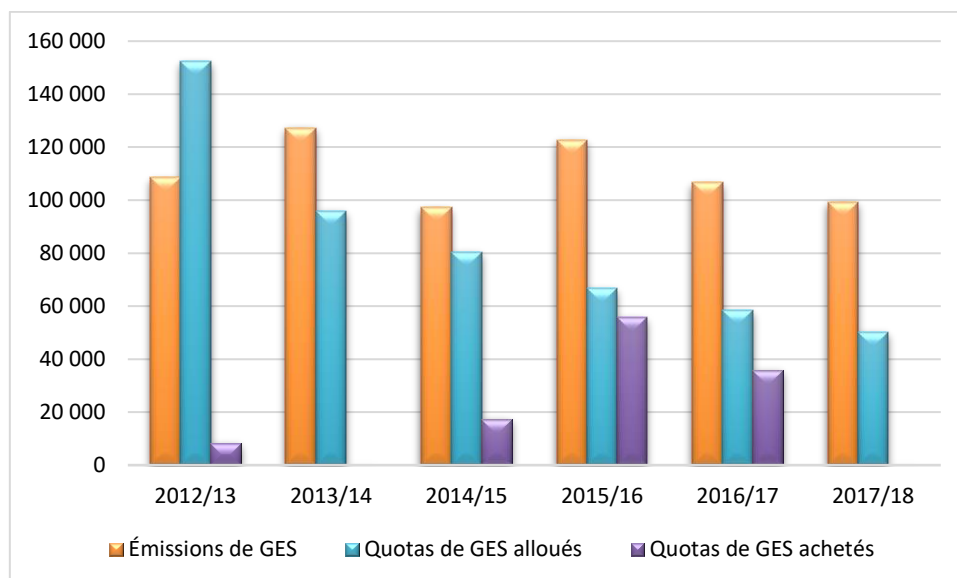
**Tableau n° 15 : Les émissions de GES du réseau principal**

En tonnes	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Émissions de GES	108 495	127 295	97 209	122 530	106 538	99 275
Quotas de GES alloués	152 288	95 823	80 454	66 628	58 313	50 249
Quotas de GES achetés	8 226	0	17 251	55 749	35 874	0
Quotas de GES vendus	0	0	0	0	0	0
Quotas de GES économisés	253 329	197 879	187 248	202 438	221 783	230 951

Source : métropole

Depuis 2013 les émissions produites ont toujours été nettement supérieures aux quotas alloués à titre gratuit, et jusqu'à deux fois supérieure en 2015-2016.

Graphique n° 1 : Émissions de gaz à effet de serre du réseau principal



Source : données métropole, retraitement CRC

En outre, bien que la CCIAG ait réalisé une économie importante de quotas d'émissions de gaz à effet de serre, en moyenne 215 605 tonnes de CO<sub>2</sub> entre 2012 et 2018, des quotas ont régulièrement été achetés, notamment 55 749 tonnes en 2015-2016. En revanche, aucun quota de gaz à effet de serre n'a été vendu.

Concernant l'épargne considérable de quotas dont la CCIAG dispose, l'objectif poursuivi était d'abord de prévenir l'impact de l'augmentation du coût des quotas sur le tarif des usagers à l'occasion de la nouvelle délégation de service public. De surcroît, cette volonté d'épargne est liée à la stratégie de verdissement du bouquet énergétique inscrite dans le schéma directeur de la métropole. Les quotas économisés et les achats ont également permis à la CCIAG de puiser dans son stock pour respecter les obligations du PNAQ et ne pas avoir à s'acquitter d'amendes.

A la clôture de la DSP au 30 juin 2018, le stock résiduel de quotas était d'environ 67 000 tonnes de CO<sub>2</sub>, que la CCIAG a conservé. Lors de la négociation finale de la DSP avec la CCIAG, la possibilité d'une affectation gratuite de ce stock sur trois ans afin de contribuer à la maîtrise du coût du chauffage urbain facturé à l'utilisateur a été envisagée mais n'est pas encore décidée.

Dès le début du nouveau contrat de DSP, un prévisionnel de gestion de quotas sur trois ans a été réalisé, en partenariat avec la métropole. La CCIAG a acheté, dès septembre 2018, 50 % des besoins (soit 60 kt) en raison de l'augmentation des prix constatée sur un an (6,87 €/t en septembre 2017 et 25,18 €/t en septembre 2018) et n'a pas encore décidé d'une stratégie pour les 50 % restants sur les deux exercices suivants.

### 3.3.2.2- Un vérificateur accrédité

Avant exploitation, les installations couvertes par le SEQE-UE sont tenues d'obtenir un plan de surveillance approuvé par les services de l'Etat (DREAL) afin de surveiller et déclarer annuellement leurs émissions.

En cours d'exploitation, les entreprises sont tenues de surveiller et de déclarer leurs émissions relevant du SEQE-UE pour chaque année civile et de faire vérifier leurs déclarations d'émission par un organisme accrédité.

Au cas d'espèce, les cinq unités de production de chaleur du réseau principal font l'objet d'un plan de surveillance annuel par l'APAVE, organisme certification accrédité selon la norme ISO 14065.

Le coût forfaitaire de cette prestation était de 855 € par unité de production de 2014 à 2016, puis de 870 € par unité de production en 2017 et de 870 € en 2018.

### 3.3.3- Les certificats d'économie d'énergie

Le dispositif des certificats d'économie d'énergie (CEE), créé par les articles 14 à 17 de la loi du 13 juillet 2005 de programme fixant les orientations de la politique énergétique (loi POPE) et mis en place dès 2006, s'inscrit dans un objectif de maîtrise de la demande énergétique. Cet instrument permet aux pouvoirs publics d'imposer la réalisation d'économies d'énergie aux fournisseurs d'énergie, appelés « les obligés », et les incite ainsi à valoriser davantage l'efficacité énergétique auprès des consommateurs. Pour ce faire, l'Etat fixe un objectif triennal d'économies d'énergie, les obligés ne l'ayant pas atteint devant s'acquitter d'une pénalité libératoire.

Cette obligation de réduction de la consommation d'énergie se traduit par l'obtention de CEE, attribués par le ministère de l'énergie, un certificat d'économie d'énergie correspondant à 1 kWh cumac<sup>28</sup> d'énergie finale économisée. Ils sont donc délivrés suite à la justification d'opérations d'économies d'énergie réalisées ou soutenues financièrement par l'obligé : plus l'économie d'énergie permise au travers de l'opération est importante ou plus elle dure dans le temps, et plus le volume de CEE obtenu en contrepartie sera élevé. Il est également possible pour les obligés d'acheter des CEE à d'autres acteurs ayant mené des actions d'économie d'énergie, « les éligibles », dont notamment les collectivités territoriales.

Pour les collectivités et les établissements publics de coopération intercommunale, ce mécanisme représente un levier financier au service de leurs projets de maîtrise énergétique, puisqu'il permet aux fournisseurs de leur apporter un soutien financier.

Le 1<sup>er</sup> janvier 2018, le dispositif est entré dans sa quatrième période triennale, dont l'objectif d'économies d'énergie s'élève à 1600 TWh cumac, parmi lesquels 400 TWh cumac au bénéfice des ménages en situation de précarité énergétique. Ces « CEE précarité énergétique » ont été créés par la loi du 18 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte.

#### 3.3.3.1- Un acteur éligible sur le marché des CEE

Grenoble-Alpes Métropole participe à ce mécanisme en cédant des CEE à des fournisseurs d'énergie. Ainsi, elle a pu intégrer les CEE au sein de ses projets de maîtrise d'énergie grâce à divers partenariats locaux avec des fournisseurs d'énergie, dont la CCIAG.

Les trois premières périodes du dispositif d'obtention des CEE (2006-2017) ont été marquées par la mise en place de la campagne « Mur-Mur », portée par la métropole, visant à accompagner la rénovation thermique des copropriétés construites entre 1945 et 1975. Ce programme a associé la CCIAG, EDF et GEG (gaz électricité Grenoble). Ces fournisseurs contribuent donc annuellement au budget du programme ; en échange, ils bénéficient chacun de 25 % des CEE générés. Ainsi, en 2017, la métropole a vendu 42 374 MWh cumac pour 115 805 € à la CCIAG, 33 197 MWh cumac pour 102 199 € à EDF et 42 374 MWh cumac pour 115 564 € à GEG.

<sup>28</sup> Le terme « cumac » correspond à la contraction de « cumulés » et « actualisés » afin de tenir compte des économies réalisées sur la durée de vie de l'action.

En outre, le programme national « Habiter mieux », lancé en 2011 et auquel EDF participe, est intégré à la campagne d'isolation « Mur-Mur ». Il consiste en l'accompagnement des propriétaires modestes à la rénovation énergétique des bâtiments. A ce titre, la métropole cède gratuitement à EDF 75 % des CEE générés par les logements qui bénéficient du programme « Habiter mieux ». En 2017, Grenoble-Alpes métropole a transféré des CEE à EDF pour un volume de 82 702 MWh cumac dans le cadre de ce projet.

### 3.3.3.2- Un acteur obligé sur le marché des CEE

Les exploitants de réseaux de chaleur et de froid sont concernés par les obligations d'économies d'énergie à partir d'un seuil de 400 MWh d'énergie finale<sup>29</sup>.

Sur les trois premières périodes, entre 2006 et 2017, la CCIAG a généré 620 000 MWh cumac par des actions locales relevant de l'activité de chauffage urbain, des services en efficacité énergétique et la concrétisation de partenariats locaux. Au total, entre avril 2008 et février 2019, la CCIAG a cumulé 591 837 MWh cumac de CEE depuis 2008 pour un coût total de 879 553 €. Elle a rempli ses obligations pour chacune des périodes révolues et n'a par conséquent jamais eu à payer de pénalité.

Parmi les actions menées, la CCIAG a notamment procédé au raccordement de bâtiments utilisant des énergies fossiles au réseau de chaleur principal pour 177 272 MWh cumac, à la réhabilitation d'un poste de livraison de chaleur ou encore à l'installation de chaudières à condensation collective.

En outre, la CCIAG a signé deux conventions : l'une avec le CCAS de Grenoble dans le cadre de la mise en place d'une service local d'intervention pour la maîtrise de l'énergie (SLIME) qui permet une intervention rapide auprès des ménages en difficulté par le biais de diagnostics et conseils personnalisés, et l'autre avec la commune de Grenoble et le fournisseur d'énergie GEG afin de valoriser des travaux éligibles sur le patrimoine bâti de la commune. S'ajoute le soutien à la commune d'Echirolles dans l'optimisation des équipements thermiques de son patrimoine.

Les CEE valorisés par convention avec l'ensemble des partenaires institutionnels sur les trois premières périodes s'élèvent à 165 365 MWh cumac (dont 92 % proviennent de l'initiative « Mur-Mur »), contre 383 559 MWh pour les principales opérations locales.

Pour la troisième période du dispositif (2015-2017), l'obligation de la CCIAG s'est élevée à 200 165 MWh cumac. A la clôture de cette période, le compte de la CCIAG présentait un solde de 227 720 MWh cumac soit 114 % de son obligation.

En outre, la LTECV a introduit, dès le 1<sup>er</sup> janvier 2016, une obligation de « CEE précarité énergétique »<sup>30</sup>, concernant des opérations d'économies d'énergies à réaliser au bénéfice des ménages en situation de précarité énergétique. Cette obligation a représenté 44 229 MWh cumac pour la CCIAG. Pour pallier l'incertitude quant à l'atteinte de cet objectif, la société a fait le choix d'acheter 22 000 MWh cumac précarité sur la plateforme Emmy en une opération d'achat auprès d'ACT Commodities en juin 2017. Finalement, la CCIAG a atteint l'objectif, son solde de CEE Précarité s'élevant à 75 145 MWh cumac, soit 170 % de l'obligation à la fin de l'année 2017.

Au total sur cette période, la moyenne d'achats annuels de CEE par la CCIAG était de 310 000 €HT/an, soit 0,41 €HT/MWh. Cette charge financière a été répercutée à l'usager du chauffage urbain à travers la contribution environnementale.

<sup>29</sup> Articles L. 221-1 2° et R. 221-3 du code de l'énergie.

<sup>30</sup> Article L. 221-1-1 du code de l'énergie.

### 3.3.3.3- Les perspectives pour la période 2018-2020

La quatrième période d'obligation d'économies d'énergie est comprise entre le 1er janvier 2018 et le 31 décembre 2020<sup>31</sup>.

Pour les réseaux de chaleur et de froid, l'effort annuel augmente de 34 % pour les CEE classiques et de 39 % pour les CEE Précarité<sup>32</sup>, soit des obligations respectivement estimées à 93 000 MWh cumac par an et 31 000 MWh cumac par an pour la CCIAG. Les exigences du dispositif sont donc renforcées, et la dynamique accélérée avec une progression de quasiment 50 % par rapport à la période précédente. Cependant, l'excédent réalisé en 2017 a été reporté par la CCIAG sur l'obligation relative à cette quatrième période.

**Tableau n° 16 : Comparatif des obligations d'économies d'énergie pour les périodes 2017-2017 et 2018-2020**

PÉRIODE				STANDARDS (en MWh cumac)			PRÉCARITÉ (en MWh cumac)		
	Début	Fin	Statut	Obligation	Réalisation	Indicateur	Obligation	Réalisation	Indicateur
3	Janv.2015	Déc.2017	Terminé	200 165,016	227 720,652	114 %	44 229,667	75 145,00	170 %
4	Janv.2018	Déc.2020	En cours	279 000*	En cours	/	93 000*	En cours	/

\*Les chiffres correspondant à la 4<sup>ème</sup> période sont approximatifs, il s'agit de l'obligation annuelle estimée multipliée par le nombre d'années de la période.

La stratégie définie par la CCIAG pour cette période repose d'abord sur la poursuite des partenariats avec les collectivités territoriales, notamment avec les communes de Grenoble et d'Echirolles. Elle souhaite les étendre à d'autres collectivités de la métropole en maintenant sa démarche d'accompagnement dans leurs actions d'amélioration de la performance énergétique de leur patrimoine.

Quant à son activité d'exploitant du réseau de chaleur et de prestataire de services en efficacité énergétique, la démarche d'accompagnement et de conseil conduite auprès des syndicats de copropriété et gestionnaires de bâtiments tertiaires mais aussi auprès des bailleurs sociaux en vue de l'obtention de CEE précarité, se prolonge.

La CCIAG, EDF, et GEG sont engagés dans le cadre du dispositif « Mur-Mur 2 », dont la convention a été signée en 2018. Cette campagne devrait engendrer un gisement de CEE estimé à 300 GWh cumac entre 2018 et 2023 pour 4 800 logements rénovés.

En définitive, jusqu'à présent, les objectifs fixés en matière de CEE ont été respectés par la CCIAG malgré une progression soutenue de ses obligations. Cette relative aisance en matière de création de CEE est due surtout au développement des partenariats locaux, en particulier avec la métropole, permettant d'obtenir un prix intéressant de valorisation des CEE. Ainsi, bien que la métropole ne soit pas obligée au titre des CEE, elle joue un rôle dans l'obtention de ceux-ci par les fournisseurs d'énergie, en organisant la mutualisation et la valorisation des CEE. De plus, ce système lui permet de financer de nombreux travaux d'énergie et d'atteindre les objectifs inscrits dans son Plan Air Energie Climat.

### 3.4- L'utilisation d'énergies renouvelables par le réseau principal

Une saison de chauffe a lieu entre octobre et avril. La monotone de chaleur, qui correspond au graphique de la demande de chaleur mesurée par heure sur une année, permet à la CCIAG de prévoir l'alimentation en chaleur en mobilisant diverses énergies en fonction des besoins.

<sup>31</sup> Décret du 2 mai 2017 en précisant les objectifs.

<sup>32</sup> Article 4 du décret n°2017-690.



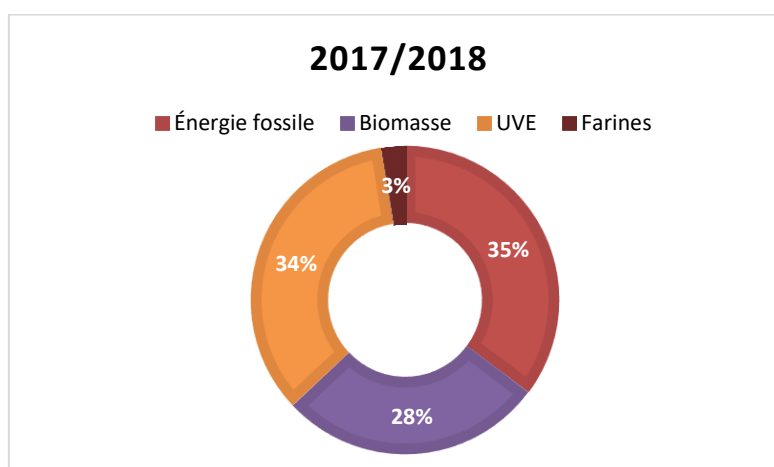
Tableau n° 17 : Le bouquet d'énergies du réseau principal

En %	2012/13	2013/14	2014/15	2015/16	2016/17	2017/18
Énergie fossile	46,3	39,8	39,5	36,4	33,5	35,2
Biomasse	20,1	21,0	22,6	26,0	28,1	27,8
UVE <sup>33</sup>	31,1	37,3	35,1	35,2	36,1	34,5
Géothermie	0	0	0	0	0	0
Farines	2,5	1,9	2,8	2,4	2,3	2,5

Source : données métropole

Actuellement, la base est alimentée en énergies renouvelables, mais pas la pointe. L'un des objectifs de la métropole d'ici 2030 est de passer la semi-base en énergies renouvelables.

Graphique n° 2 : Mix énergétique du réseau principal



Source : données métropole, retraitement CRC

Le bouquet pour l'année 2017-2018 illustre la dépendance du réseau de chaleur métropolitain à l'incinération des déchets de l'usine Athanor. La DSP étant en cours de remise en concurrence, les prix de la chaleur vendue par l'usine pourraient augmenter, avec un impact direct sur le prix du chauffage pour les abonnés (voir *infra*). Dans le SDE, la métropole souhaite passer de 29 % en 2013 à 20 % en 2030. Si le recours aux UVE a augmenté, la métropole anticipe une baisse à partir de 2025 en raison de la reconstruction de l'incinérateur cette année-là, avec une capacité moins importante qu'actuellement.

Ce bouquet énergétique illustre également la dépendance du réseau aux énergies fossiles, notamment pour alimenter les pointes de consommation. Dans son SDE, la métropole envisage de réduire de 30 % les énergies fossiles utilisées dans son bouquet énergétique, avec une baisse à 15 % pour le chauffage urbain d'ici 2030.

### 3.5- Les évolutions du réseau principal

#### 3.5.1- Données générales du réseau principal

Le réseau de chaleur principal de Grenoble-Alpes métropole est le premier réseau, par sa taille, à l'échelle de la région Auvergne-Rhône-Alpes.

<sup>33</sup> UVE : Unité de valorisation énergétique = unités d'incinération de déchets permettant de produire de la chaleur.

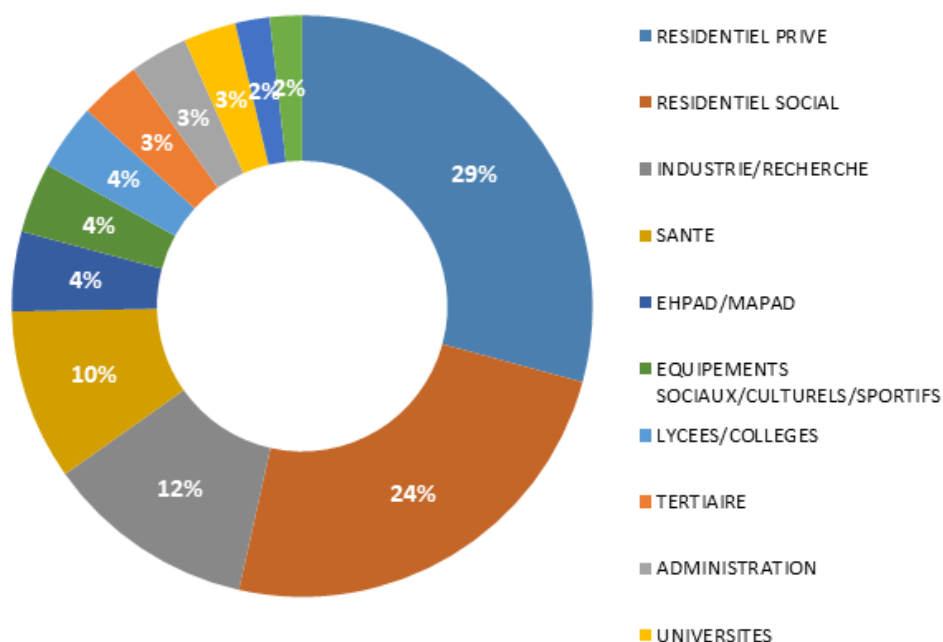
Tableau n° 18 : Caractéristiques générales du réseau principal

	2012/13	2013/14	2014/15	2015/16	2016/17	2017/18
Production de chaleur (oui/non)	Oui	Oui	Oui	Oui	Oui	Oui
Distribution de chaleur (oui/non)	Oui	Oui	Oui	Oui	Oui	Oui
Nombre d'installations de production	6	5	5	5	5	5
Puissance totale installée (en production) MW	596	563	563	563	563	563
Quantité d'énergie consommée MWh	1 042 824	896 417	887 160	915 988	928 398	963 365
Total énergie thermique livrée MWh	818 580	694 377	697 767	726 870	758 238	754 741
Longueur totale des réseaux km	163,7	167,0	167,5	168,7	169,0	169,6
Nombre de points de livraison	1 044	1 056	1 067	1 086	1 104	1 116
Puissance totale souscrite MW	842	848	850	854	861	858
Équivalents logements livrés	93 000	94 000	95 000	97 000	100 000	100 000
Nombre d'abonnés	1 000	1 014	1 030	1 052	1 073	1 084

Source : métropole

La densité thermique du réseau principal est de 4,5 MWh par mètre linéaire de circuit de tranchée en 2017-2018. Un réseau présentant une densité de 3 MWh/ml.an est jugé pertinent. Au-delà de 5 MWh/ml.an, il est jugé rentable<sup>34</sup>. Le réseau principal se situe donc en dessous de ce seuil de rentabilité. A titre de comparaison, la densité thermique des réseaux de chaleur en France métropolitaine était en moyenne de 8 MWh/ml.an<sup>35</sup>.

Graphique n° 3 : Répartition par secteurs d'activité des abonnés du chauffage urbain



Source : métropole, saison de chauffe 2016/2017

Les abonnés du chauffage urbain du réseau principal sont donc majoritairement des bâtiments résidentiels, privé et social.

<sup>34</sup> Rapport Plan Bâtiment Durable, Des voies de progrès pour le développement des réseaux de chaleur et de froid, mars 2016.

<sup>35</sup> Source : CEREMA, juin 2014.

### 3.5.2- La construction de Biomax

La métropole a commencé à construire en 2018 une nouvelle unité de production, dénommée « Biomax », destinée à alimenter le réseau principal en raison de la fermeture de la centrale CEA. La réception de l'ouvrage est prévue pour mars 2020 avec une mise en service pour la saison de chauffe débutant en octobre 2020.

Par délibération du 3 juillet 2015, la métropole a prévu la reprise de cet investissement en maîtrise d'ouvrage publique, en la sortant du périmètre de la convention de concession. Cette évolution a été validée par l'avenant du 28 décembre 2015.

Cette unité de production participe aux objectifs d'utilisation d'énergies renouvelables de la métropole. En effet, la centrale du CEA est alimentée au fioul tandis que Biomax produira de la chaleur à partir de plaquettes forestières ; un générateur d'appoint fonctionnera avec un combustible de type biofioul. Biomax produira également de l'électricité par cogénération.

L'introduction de Biomax va faire varier l'ordre de mobilisation des centrales de production en fonction des besoins. Actuellement, l'usine d'Athnor est d'abord mobilisée, suivie de La Poterne puis de Villeneuve et ensuite du CEA. Avec la clôture du CEA, Biomax sera désormais mobilisée en deuxième.

### 3.5.3- Les évolutions possibles du réseau principal

A l'occasion de l'élaboration de son SDE, la métropole a réalisé un diagnostic de son réseau sur l'année 2013 afin d'envisager ses possibilités d'évolution. Pour ce faire, elle a commandé une étude réalisée par le cabinet Artelys en août 2016.

#### 3.5.3.1- Les différents scénarios

En 2013, la consommation d'énergie finale corrigée de la rigueur climatique était de 13 296 GWh, tous secteurs confondus. L'objectif fixé par le SDE est une baisse de 22 % de la consommation énergétique d'ici 2030 sur son territoire.

Dans un premier temps, trois projections de l'évolution de la demande énergétique ont été réalisées :

- ♦ une projection « laissez-faire », prenant en compte les seules évolutions législatives et réglementaires, qui permettrait de baisser de 1,4 % les consommations globales pour 2020 et de 6 % d'ici 2030 ;
- ♦ une projection de l'évolution tendancielle liée aux actions en cours de la métropole, qui permettrait de mobiliser 25 % du gisement d'économies nécessaires.
- ♦ une projection détaillant trois scénarios volontaristes sur la base du nombre de clients raccordés d'ici 2030 :
  - le scénario 1 correspond au raccordement de tout le potentiel (soit 300 GWh), à savoir les bâtiments dont le raccordement au réseau permettra un seuil de rentabilité minimum, soit les IRIS<sup>36</sup> de densité supérieure à 1,5 MWh/ml ;
  - le scénario 2 correspond à la densification du réseau, avec un raccordement des IRIS de densité supérieurs à 4,5 MWh/ml (soit 242 GWh) ;
  - le scénario 3 ne prévoit aucun nouveau raccordement et estime une baisse de 28 %, soit 222 GWh, de la consommation des clients actuels du chauffage urbain de la métropole grenobloise d'ici 2030. Ainsi, la consommation totale d'ici 2030 sera de 568 GWh.

---

<sup>36</sup> IRIS : Ilots regroupés pour l'information statistique (définition INSEE).

**Tableau n° 19 : Les trois scénarios et l'état du réseau avant Biomax**

	Scénario 1	Scénario 2	Scénario 3	Actuel (avant Biomax)
GWh desservis	1110	810	568	790
Contenu CO2	82 kg/MWh	60 kg MW/h	98 kg/MWh	150 kg/MWh
Part ENR&R	72 %	77 %	65 %	55 %
Prix de vente de la chaleur	99 €HT/MWh	91 €HT/MWh	97 €HT/MWh	69 €HT/MWh

Source : étude fournie par la métropole

Plusieurs objectifs ont guidé le choix du scénario retenu. Tout d'abord, la métropole veut mobiliser le potentiel de sobriété énergétique<sup>37</sup> sur son territoire. De plus, elle souhaite faire peser les efforts de réduction des consommations énergétiques sur tous les secteurs (résidentiel, tertiaire, agricole, mobilité). Enfin, le scénario optimal est décrit dans la délibération comme celui qui va permettre de « *mieux coordonner le développement des réseaux d'énergie et d'amplifier la production locale d'énergies renouvelables pour atteindre les objectifs fixés par le Plan Air Energie Climat* ».

### 3.5.3.2- Le choix de la densification du réseau

La métropole a finalement retenu le scénario 2 de densification du réseau, avec 810 GWh desservis, contre 790 GWh en 2013. Cette stabilisation est liée à la baisse des besoins des clients déjà raccordés, compensée par les nouveaux raccordements de bâtiments.

**Tableau n° 20 : Tableau par comparaison au scénario 3**

	Scénario 1	Scénario 2
Consommations énergétiques	+ 200 GWh/an	+ 50 GWh/an
Emissions de GES	- 52 kt/an (-2,3 %)	- 42 kt/an (- 1,9 %)
Part d'ENR&R	+ 4 %	+ 2 %
Coûts complets <sup>38</sup>	+ 17,4 M€/an	+ 1,4 M€/an
Investissements supplémentaires	340 M€	100 M€

Source : étude fournie par la métropole

En termes de coûts complets, le scénario 2 entraîne un faible surcoût par rapport au scénario 1. L'investissement d'ici 2030 pour ce scénario est estimé à 20 M€ sur les moyens de production<sup>39</sup> et 86 M€ pour le développement du réseau, soit un besoin annuel d'investissement d'environ 10 M€.

Par ailleurs, ce scénario permet de porter la part d'ENR&R à 77 % et d'abaisser le contenu en CO2 de la chaleur de 150 kg/MWh à 60 kg/MWh en 2030. Cependant, le scénario 1 aurait permis à la métropole de réduire davantage ses émissions de gaz à effet de serre ainsi que d'augmenter encore la part d'ENR&R dans sa production d'énergie. La métropole a justifié ce choix par la détérioration de la densité thermique qu'aurait entraîné la mise en œuvre du scénario 1.

<sup>37</sup> Concept introduit dans la loi du 17 août 2015 (TECV), qui correspond aux actions menées pour réduire la consommation énergétique sur le territoire là où cela est possible.

<sup>38</sup> Ensemble des dépenses de fonctionnement et d'investissement liées à l'approvisionnement énergétique du réseau.

<sup>39</sup> Hors NUP et Athanor.

Néanmoins, le scénario retenu est particulièrement sensible au prix de vente de la chaleur. Ainsi, Artelys a modélisé qu'en cas d'une augmentation de 3 € du prix d'achat de la chaleur d'Athador, le prix de la chaleur augmenterait de 0,84 €/MWh. En cas de non approvisionnement par Athador, le réseau pourrait fonctionner mais ce combustible serait à remplacer par un combustible certainement 3,8 fois plus cher. En outre, d'ici 2030 Artelys anticipe une augmentation du prix du bois, de 16 €/MWh pour le bois déchiqueté à 27 €/MWh et de 25 €/MWh pour le bois plaquette à 39 €/MWh. Or la remise en concurrence d'Athador et la conclusion d'une nouvelle DSP pourraient modifier sensiblement l'apport en énergie que fournit l'usine et faire augmenter de manière substantielle le prix du chauffage urbain dans les années à venir.

La métropole, qui est compétente pour la gestion des déchets et le chauffage urbain, doit ainsi composer en interne entre deux intérêts pouvant sembler divergents : alors qu'une augmentation de la taxe d'enlèvement des ordures ménagères (TEOM) est supportée par l'ensemble des contribuables de la métropole, le coût du chauffage urbain n'est pris en charge que par ses usagers. Ainsi, toute augmentation du prix de la chaleur vendue par Athador est une charge supplémentaire pour les usagers tandis qu'elle permet une moindre surcharge pour le contribuable métropolitain.

La métropole a d'ores et déjà décidé d'augmenter de 5 €HT/MWh le coût de la chaleur d'Athador au 1<sup>er</sup> juillet 2018, date de prise d'effet du nouveau contrat de DSP. Cela a donc mécaniquement entraîné une hausse, assumée par la métropole, du prix de la chaleur pour les abonnés du chauffage urbain.

#### 3.5.4- Le classement du réseau de chaleur principal

Le classement du réseau de chaleur permet à la métropole de définir une zone de développement prioritaire à l'intérieur de laquelle les bâtiments sont obligés de se raccorder.

##### 3.5.4.1- La procédure

Par délibération du 4 novembre 2016, la métropole s'est engagée dans cette procédure, en cohérence avec le scénario de densification retenu à l'occasion de l'élaboration du SDE.

L'article L. 712-1 du code de l'énergie prévoit qu'une collectivité territoriale peut classer son réseau de distribution de chaleur et de froid lorsqu'il est « *alimenté à plus de 50 % par une énergie renouvelable ou de récupération, qu'un comptage des quantités d'énergie livrées par point de livraison est assuré et que l'équilibre financier de l'opération pendant la période d'amortissement des installations est assuré au vu des besoins à satisfaire, de la pérennité de la ressource en énergie renouvelable ou de récupération, et compte tenu des conditions tarifaires prévisibles* ». Cet article prévoit également la réalisation d'un audit énergétique examinant les possibilités d'amélioration de son efficacité énergétique, réalisé par la métropole à cette occasion.

L'article L. 712-3 du code de l'énergie prévoit que les bâtiments obligés de se raccorder sont les bâtiments neufs ou faisant l'objet de travaux de rénovation importants, notamment le remplacement de leur installation de chaleur collective. L'article L. 712-5 du code de l'énergie prévoit que le non-respect de la procédure de classement est passible d'une amende de 300 000 €. Cependant, cette sanction est pour l'instant dépourvue d'effet. En effet, un arrêté du ministre chargé de l'énergie doit nommer les fonctionnaires et agents publics chargés de constater une infraction à l'article L. 712-3. Or cet arrêté ne semble pas avoir été pris à ce jour.

En outre, l'article R. 712-5 du code de l'énergie prévoit que la durée de classement ne peut excéder trente ans. La métropole a décidé de classer son réseau pour une durée de quinze ans à partir du 1<sup>er</sup> juillet 2018, soit une durée identique à celle de la délégation de service public conclue avec la CCIAG.

La métropole a adopté la procédure de classement et la zone de développement prioritaire par délibération du 6 avril 2018. Dans le bilan dressé en mars 2019 concernant le SDE, la métropole indique que le raccordement effectif de nouveaux clients est « *a priori moins important que prévu* », ce que corrobore un bilan dressé par le délégataire en juillet 2019. La CCIAG fait état d'une réticence des copropriétaires dans le parc résidentiel privé en raison d'un sentiment d'imposition extérieure de la part de l'entité qu'ils identifient peu qu'est la métropole, en sus du manque de compétitivité du chauffage urbain par rapport au gaz.

#### 3.5.4.2- Les dérogations accordées

Une dérogation peut être accordée sur demande d'une installation concernée, pour les motifs suivants :

- ♦ l'installation est déjà alimentée à plus de 50 % par des énergies renouvelables disponibles localement mais ne pouvant être exploitées par le réseau ;
- ♦ l'installation requiert des besoins de chaleur dont les caractéristiques techniques sont incompatibles avec le réseau existant ;
- ♦ l'installation ne peut être alimentée par le réseau dans les délais nécessaires à la satisfaction des besoins de chauffage, sauf si l'exploitant du réseau met en place une solution transitoire ;
- ♦ le coût moyen sur 20 ans de la solution alternative est inférieur d'au moins 5 % à celui du réseau de chauffage urbain.

Depuis le 1<sup>er</sup> juillet 2018, la métropole a traité peu de dérogations, soit deux pour motif technique, une pour motif environnemental et une pour motif économique. Dans trois cas, la métropole s'est saisie du dossier pour des constructions neuves. Seule une demande a émané d'un bâtiment neuf abritant des bureaux, pour plusieurs motifs :

- ♦ l'éloignement relatif du bâtiment par rapport au réseau de chaleur existant et sa livraison prochaine ;
- ♦ le besoin en rafraîchissement en complément du besoin de chaleur ;
- ♦ la solution retenue consiste en une pompe à chaleur air / air complétée par un chauffe-eau électrique dont le coût d'investissement est moins élevé que pour le réseau de chaleur (- 46 %), le coût d'exploitation annuel est plus économique (- 30 %) et le coût annualisé sur 20 ans est au moins 5 % plus économique.

## 6.2.5 Réseau de chaleur (Urbain) + PAC Air/Eau

Cette variante (ou combinaison de variantes) est la suivante:

	Mode de production		
	Chauffage (%)	Refroidissement (%)	ECS (%)
Réseau de chaleur	100	-	100
PAC aérothermique air/eau	-	100	-

## Abonnements

Réseau de chaleur-Bois

Nombre d'abonnements: 1

Prix par abonnement: Compris dans le prix du kWh €

Tarif Commun + Lots-Électricité-Autre

Nombre d'abonnements: 1

Prix par abonnement: 2461.80 €

Prix du kWh: 11.96 c€

	Consommation		Émission GES	
	Par m <sup>2</sup> (kWh/m <sup>2</sup> .an)	Totale (MWh/an)	Par m <sup>2</sup> (kgCO <sub>2</sub> /m <sup>2</sup> .an)	Totale (tCO <sub>2</sub> /an)
Système pressenti	88.6	58.4	2.9	1.9
Réseau de chaleur (Urbain) + PAC Air/Eau	92.8	61.3	13.1	8.6
Écart	4.2	2.8	10.2	6.7
Cumul sur 30 années	126	84	306	201

	Coût d'investissement (€)	Coût d'exploitation/an (€)	Temps de retour (Années)
Système pressenti	70100	7568.07	-
Réseau de chaleur (Urbain) + PAC Air/Eau	102500	9881.56	-
Écart	32400	2313.48	

Source : extrait de l'étude fournie à l'appui de la demande de dérogation

La métropole a décidé d'accorder cette dérogation sur la base de l'alimentation à plus de 50 % d'énergies renouvelables du système énergétique proposé par le bâtiment. Le critère économique semble également valablement rempli par ce système de chauffage.

Par ailleurs, la dérogation accordée sur motif économique met en avant une solution au chauffage urbain estimée comme beaucoup plus onéreuse qu'une solution avec des chaudières individuelles au gaz.

**Tableau n° 21 : Tableau fourni dans un dossier de demande de dérogation pour motif économique**

		Chauffage urbain	Chauffage Individuel Gaz
Préchauffage ECS solaire (Taux de couverture d'environ 40%)		Non	Non
Consommation Chauffage+ECS	Gaz kWh		220 615
	Electricité kWh	7 480	21 130
	Réseau de Chaleur kWh	247 562	
	Bois kWh		
Surface		5199,8	5199,8
Consommation Energie Primaire	kWh/m <sup>2</sup>	51	53
	kWh	266 861	275 131
Emission de Gaz à effet de Serre	kgCO <sub>2</sub> /m <sup>2</sup>	5	11
	kgCO <sub>2</sub>	25 112	55 427
Classe d'énergie		B	B
Classe climat		A	B
Investissement global (y compris raccordement)	€TTC	420 000,00	327 000,00

Source : métropole

Si le chauffage au gaz émet plus de deux fois la quantité de gaz à effet de serre que la solution de chauffage urbain, l'utilisation de cette dernière aurait représenté un surcoût de 28,4 % par rapport à la solution retenue.

De plus, l'étude de ces deux dossiers de dérogation fait ressortir un manque de cadrage de la procédure par la métropole. La métropole a d'ailleurs répondu à l'un des prestataires, dans le mail accordant la dérogation, que « *Dans le cadre des prochains projets que vous pourrez avoir, il est indispensable de baser votre estimatif de coûts de la solution chauffage urbain sur des montants réels et non estimés. Pour cela, vous devrez vous rapprocher de la Compagnie de Chauffage pour obtention d'un devis de raccordement, et réaliser votre étude comparative sur cette base.* ».

La procédure de demande de dérogation est pour l'instant peu formalisée et s'établit par simple échanges de courriels. Il serait opportun que la métropole formalise un guide de bonnes pratiques contenant les exigences techniques et matérielles dont elle doit disposer pour éclairer ses décisions.

<b>Recommandation n° 3 : formaliser la procédure de demande de dérogation à l'obligation de classement</b>
------------------------------------------------------------------------------------------------------------

### 3.6- Le renouvellement de la délégation de service public du réseau principal

#### 3.6.1- Le bilan des six délégations de service public

##### 3.6.1.1- *La substitution de la métropole aux communes dans les six contrats de délégations de service public*

En raison de sa prise de compétence au 1<sup>er</sup> janvier 2015, la métropole s'est substituée de droit aux six communes dans les contrats de DSP.

La délibération du 18 décembre 2015 expose les principales modalités de l'avenant commun aux six conventions préparant la clôture de celles-ci. Cet avenant prévoit que les équipements de chaleur, les branchements et les sous-stations seront repris à leurs valeurs nettes comptables respectives en fin de contrat. Il prévoit aussi de sortir la nouvelle unité de production Biomax du périmètre de la concession, modifie le compte prévisionnel d'exploitation en lien avec les modifications du bouquet énergétique, et institue une redevance au bénéfice de la métropole sur l'activité de cogénération du site de la Poterne.

Afin de préparer la sortie du contrat de DSP et sa mise en concurrence, la métropole a fait réaliser un audit technique des installations, réalisé par une société en avril 2016. Si cet audit ne fait pas ressortir de négligence manifeste de la part du délégataire, il souligne un certain attentisme de sa part concernant les investissements sur les chaufferies en comparaison des investissements prévisionnels sur les années 2015-2016. A cet égard, la société alerte la métropole sur l'absence de puissance de secours en cas de défaillance d'une chaudière sur les 13 disponibles. Dès lors, le total de puissance que peut injecter le réseau étant égal à la puissance qui serait nécessaire si la température extérieure était de - 10°C, en l'absence d'une chaufferie de secours en cas de panne de l'une d'elles, le service ne serait pas assuré correctement. La société souligne également que le Nord-Ouest est alimenté seulement par les pompes à chaleur de Vaucanson, témoignant d'un déséquilibre de la couverture du réseau. Biomax devrait permettre de surmonter ce dernier écueil.



La métropole a confié la préparation de la fin des contrats de DSP à cette même société, par acte d'engagement du 14 octobre 2016. La société a établi un protocole de fin de DSP pour un montant de 41 k€ HT et a également assisté la métropole dans la conduite de la procédure de passation du nouveau contrat de délégation de service public, pour 38 k€ HT.

Par délibération du 3 février 2017, la métropole a approuvé le protocole de fin des conventions de concession du service public de chauffage urbain.

### 3.6.1.2- Des informations perfectibles sur la délégation

Les comptes de la CCIAG agrègent l'ensemble des activités de la société, rendant difficile l'identification de l'activité de chauffage urbain, notamment en ce qui concerne le chiffre d'affaires et le prix de vente moyen du MWh.

**Tableau n° 22 : Chiffre d'affaires de la CCIAG lié au chauffage urbain**

	2012/13	2013/14	2014/15	2015/16	2016/17	2017/18
Chiffre d'affaires global en M€ HT	52,71	48,47	49,71	47,95	54,03	53,56

Source : métropole

Les produits d'exploitation déterminant le chiffre d'affaires se décomposent en vente de chaleur et eau chaude sanitaire (correspond aux données indiquées dans le tableau), vente d'électricité, vente de froid, travaux, et prestations de service. Le chauffage urbain est sans doute inclus dans les deux premiers éléments, un détail de la vente d'électricité permettant de constater que deux tiers de la vente d'électricité provient du site de la Poterne, le site d'Athador faisant en partie de l'autoconsommation.

Selon la CCIAG, l'augmentation du chiffre d'affaires en 2016-2017 est due à la fois à un effet prix et volume en raison de l'augmentation de l'abonnement R2 et à une climatologie plus froide avec un indice de rigueur s'établissant à 1,01 contre 0,94 l'exercice précédent. Le chiffre d'affaires de 2017-2018 est stable (- 0,9 %), avec une climatologie plus douce qui se traduit par des volumes de chaleur livrée en recul.

Au surplus, les informations transmises à la métropole dans ses rapports annuels sont partielles. L'article 52 de l'ordonnance du 29 janvier 2016 relative aux contrats de concession<sup>40</sup> prévoit que « le concessionnaire produit chaque année un rapport comportant notamment les comptes retraçant la totalité des opérations afférentes à l'exécution du contrat de concession et une analyse de la qualité des ouvrages ou des services ». Conformément à l'article L. 1411-3 du CGCT, le rapport d'activité de la DSP est présenté tous les ans devant l'assemblée délibérante qui en prend acte.

Les rapports du délégataire se décomposent en deux parties avec d'une part les données techniques du réseau de chaleur sur l'exercice et, d'autre part, les données financières de la concession. Il ne s'agit pas d'une présentation des comptes sociaux de la CCIAG puisque, comme mentionné supra, elle exerce également des activités d'incinération des ordures ménagères et de prestation de service sur les réseaux secondaires des usagers du chauffage urbain. Le rapport financier est donc le résultat d'une comptabilité analytique dans laquelle les charges indirectes sont réparties selon une clé de répartition en fonction de la valeur ajoutée des différentes activités.

Ce rapport comporte une succession de tableaux et assez peu d'informations susceptibles d'éclairer la métropole de manière claire sur la situation financière du délégataire et la rentabilité de la concession. La taille de la concession et les enjeux financiers nécessitent d'avoir une vision claire de la rentabilité du contrat. Les états financiers joints ne comportent

<sup>40</sup> Désormais codifié au L. 3131-5 du code de la commande publique.

pas les soldes intermédiaires de gestion qui figurent dans les comptes sociaux des sociétés. De la même manière, les comptes ne reprennent pas la présentation du compte d'exploitation prévisionnel qui accompagne la DSP. La métropole indique toutefois avoir renforcé ses exigences en la matière à l'occasion de la conclusion du nouveau contrat de DSP.

Les rapports d'activité de la régie ne sont pas davantage satisfaisants. Ils sont succincts et comportent de nombreuses lacunes. Pour le réseau principal il est seulement fait mention du prix de vente moyen TTC, des charges de personnel et du montant des redevances<sup>41</sup>. L'information mentionnée sur le prix de vente moyen de la chaleur est donnée sans connaître sa décomposition tarifaire et son évolution dans le temps, ce qui fournit une information partielle à l'assemblée délibérante. De la même manière, les règles tarifaires appliquées au réseau principal ne sont pas rappelées. Enfin, il n'est fait aucune mention des résultats financiers du délégataire. Ce point est pourtant un élément essentiel dont doit avoir connaissance l'assemblée délibérante en ce qu'il constitue la source d'éventuelles évolutions tarifaires. La métropole a indiqué en réponse à la chambre qu'elle joindra désormais à ce rapport son analyse du rapport annuel du délégataire afin de parfaire l'information des membres de l'assemblée délibérante.

### 3.6.1.3- Les biens de retour et les biens de reprise

Dans le cadre d'une délégation de service public, les biens de retour correspondent à l'ensemble des biens nécessaires au fonctionnement du service, qu'ils soient meubles ou immeubles. Ils sont réputés revenir gratuitement à l'autorité délégante en fin de convention ou après versement d'une indemnité égale à leur valeur nette comptable s'ils n'ont pas été totalement amortis sur la durée du contrat.

Au cas d'espèce, un état des lieux contradictoire des biens de la concession a été réalisé par la métropole et la CCIAG en 2017, dressant un inventaire des biens de retour et déterminant le cas échéant les travaux de remise en parfait état d'entretien et de fonctionnement. Au terme de la convention, ces frais de remise en état des installations et des équipements à la charge de la CCIAG ont été évalués 1,51 M€<sup>42</sup>.

Les biens de retour du service public de chauffage urbain correspondent pour l'essentiel aux canalisations du réseau de chaleur et aux sous-stations évalués à leur valeur nette comptable au 30 juin 2018 à 75,1 M€. Par l'avenant n°1 de mai 2019 au nouveau contrat de délégation, ce montant a été réévalué à 75,9 M€.

Parmi ces installations, il a été convenu d'un retour gratuit de celles ayant fait l'objet d'un amortissement de caducité, en vertu du contrat initial de DSP. L'amortissement de caducité est un mécanisme qui vise à prévenir la perte comptable liée à l'abandon sans contrepartie d'un bien à la collectivité délégante<sup>43</sup>. Ainsi, l'article 13 de la convention de concession entre la commune de Grenoble et la Compagnie de chauffage en date du 7 mars 1983 prévoyait que « *Les installations situées dans le sous-sol du domaine public ou privé de la ville de Grenoble seront remises sans indemnité* ». L'avenant du 23 juin 2008 a mis fin à ce régime, en établissant une distinction entre les ouvrages établis dans le sous-sol avant le 1<sup>er</sup> juillet 2008, qui seront remis gratuitement au concédant, et ceux établis après cette date qui seront remis au concédant contre une indemnité égale à leur valeur nette comptable.

<sup>41</sup> Exemple tiré du rapport 2017.

<sup>42</sup> Bilan financier de clôture de la DSP établi le 16 novembre 2018.

<sup>43</sup> Ce principe est confirmé par le Conseil d'Etat : CE, 14 janvier 2008, n°297541, Société Sogeparc France.

Le mécanisme de l'amortissement de caducité confère un avantage fiscal au délégataire, qui provisionne en déduction d'impôt ses charges d'investissement. Ainsi que l'a indiqué le Conseil d'Etat dans son arrêt de 1942<sup>44</sup>, ce régime permet au délégataire « *d'amortir sur la durée totale de la concession dont elle est titulaire le montant des capitaux investis dans les installations qui doivent revenir en fin de concession à l'autorité concédante* ».

En l'espèce, au 30 juin 2018, la valeur nette comptable des biens soumis à l'amortissement de caducité était de 28,4 M€ et celle des biens de retour ayant fait l'objet d'un amortissement « technique » de 46,7 M€.

Dans le nouveau contrat de DSP, les biens ayant fait l'objet d'un retour gratuit figurent à l'actif pour une valeur brute correspondant à leur VNC au 30 juin 2018 et sont amortis « techniquement » en charge, compensée par un produit, ce qui n'a pas d'effet sur le résultat.

Pour rappel, les biens de retour ne comprennent plus les unités de production de chaleur qui alimentent de réseau de chaleur. Elles ont été intégrées au patrimoine de la métropole en 2018 en contrepartie d'une indemnité allouée au délégataire correspondant à la valeur restant à amortir des biens (19,3 M€). Dès lors, dans le cadre du nouveau contrat de délégation, le délégataire en assure uniquement la gestion sans en être propriétaire. Ces équipements lui sont mis à disposition en contrepartie d'une redevance annuelle de 5,2 M€ sur la durée du contrat. Cela inclut la mise à disposition de la nouvelle unité de production de chaleur Biomax dès 2021.

Les biens de reprise désignent les biens appartenant au délégataire qui ne sont pas nécessaires au fonctionnement du service. Ces biens peuvent être acquis par l'autorité délégante à l'issue du contrat de délégation selon un tarif librement déterminé.

Dans le protocole de fin de convention du 23 février 2017, les biens de reprise ont été définis comme étant les installations de cogénération de l'unité de production de la Poterne, les stocks de combustibles, les véhicules, le matériel informatique et bureautique, le petit matériel, les consommables et l'outillage. Le turboalternateur de la Poterne est le seul bien de reprise que la métropole ait souhaité racheter. Par délibération du 20 décembre 2019, la valeur d'1,8 M€ a été retenue par le conseil métropolitain.

### 3.6.2- La procédure de renouvellement de la délégation de service public

#### 3.6.2.1- *Le choix du mode de gestion*

Dans sa présentation à la CCSPL du 17 novembre 2016, la régie a identifié plusieurs enjeux devant guider la gestion du réseau d'ici 2030 :

- ♦ garantir la qualité du service, notamment en cas de pannes majeures ou en période de grand froid ;
- ♦ accompagner la politique de classement du réseau ;
- ♦ maîtriser le coût du service pour l'usager, en prenant en compte l'impact des nouveaux investissements de la métropole ainsi que de facteurs externes tels que le prix des intrants, l'absence de taxe carbone et la baisse des consommations<sup>45</sup> ;
- ♦ augmenter la part d'énergies renouvelables afin d'arrêter d'utiliser des énergies fossiles d'ici 2050, en améliorant notamment la gestion de la pointe et en valorisant davantage les énergies fatales.

<sup>44</sup> Conseil d'Etat, 31 juillet 1942, n°64927, Société X.

<sup>45</sup> Projection : baisse des consommations de chauffage de - 22 % entre 2013 et 2030, et - 28 % pour les clients actuels du chauffage urbain de la métropole, en raison du réchauffement climatique, de la rénovation thermique des bâtiments et de l'évolution des comportements des consommateurs.

En termes de gouvernance, les objectifs de la métropole comprennent un contrôle accru sur l'opérateur en charge du réseau, une plus grande transparence sur les données associées à la gestion du service et aux consommations, avec l'utilisateur au cœur du dispositif.

Après avoir présenté divers modes de gestion dans un rapport communiqué aux membres de la CCSPL, dont la création d'une SPL, la conclusion d'un marché de travaux avec un contrat d'exploitation ou la quasi-régie, la métropole a décidé de retenir la délégation de service public, bien que l'équipement appartienne à la métropole. Ce choix, qui fait peser sur le délégataire le coût des investissements et le risque d'exploitation, permet à la métropole d'avoir un partenaire technique à même de répondre rapidement aux incidents sur le réseau, ainsi qu'une optimisation des prix grâce à la mise en concurrence des candidats.

Le mode de gestion a été approuvé par délibération du 16 décembre 2016.

### 3.6.2.2- *La publicité et la négociation*

La métropole a fait le choix de mettre en œuvre une procédure restreinte lui permettant de sélectionner les candidats avant de leur envoyer le cahier des charges définitif, afin de finaliser le protocole de sortie de DSP et disposer des éléments techniques nécessaires aux candidats pour déposer leur offre. Cela est conforme à l'article 5 du décret n°2016-86<sup>46</sup> qui établit que « *L'autorité concédante offre, par voie électronique, un accès gratuit, libre, direct et complet aux documents de la consultation sur un profil d'acheteur, à compter de la date de publication d'un avis de concession ou de la date d'envoi de l'invitation à présenter une offre.* »

Ainsi, l'avis d'appel public à concurrence a été publié au BOAMP et au JOUE le 7 mars 2017, dans le journal d'annonces spécialisées Energie Plus le 15 mars 2017, avec un délai de remise des candidatures au 20 avril 2017, soit un délai suffisant. En conformité avec l'article 22<sup>47</sup> du décret précité, la métropole a décidé de limiter à cinq le nombre de candidats qui seront admis à présenter une offre. La valeur estimée de la concession étant d'1 Md€ sur quinze ans, la métropole a donc procédé à la diffusion sur les supports adéquats, conformément à l'article 15 du décret.

La métropole a joint à l'AAPC un document synthétique présentant les principales caractéristiques du réseau de chaleur actuel ainsi qu'une évaluation du chiffre d'affaires prévisionnel à 1 Md€, le chiffre d'affaires annuels au moment de la remise en concurrence par la métropole étant de 53 M€. Ce document énonce également quelques prescriptions à destination des candidats potentiels. Il est notamment précisé que le candidat devra prendre en charge les valeurs nettes comptables issues de l'actuelle concession au titre des réseaux, les investissements prévisionnels d'extension et de nouveaux raccordements et le gros entretien des centrales, des réseaux et de leur extension.

En outre, le point 8 précise que « *Grenoble-Alpes Métropole exigera la mise en place d'une société dédiée à l'exploitation de la concession* ». Il est intéressant de remarquer que ce document, en date du 2 mars 2017 et mis en ligne à cette date sur le profil acheteur de la métropole, a subi une modification sur ce point le 13 mars 2017, soit postérieurement à la publication de l'AAPC au BOAMP. Le point 8 modifié énonce que « *les candidats devront proposer des modalités de structuration permettant de garantir la transparence des comptes de la délégation et des flux financiers qui la concernent* ». Ce changement est notable en ce que la version initiale aurait certainement empêché la CCIAG sous sa forme actuelle de postuler, celle-ci ayant plusieurs activités annexes à l'exploitation de la concession de chauffage urbain.

<sup>46</sup> Décret abrogé et remplacé par le code de la commande publique.

<sup>47</sup> Devenu depuis le R. 3123-11 du code de la commande publique.

En outre, comme noté supra, les comptes de la CCIAG sont peu lisibles et ne permettent pas à ce stade d'isoler de manière claire l'activité de chauffage urbain de ses autres activités. La suppression de cette clause n'a donc pas permis d'imposer une obligation accrue de transparence au délégataire. Le nouveau contrat prévoit une présentation analytique des comptes de la société certifiés par un commissaire aux comptes, avec notamment une meilleure affectation du personnel dédié au réseau principal. Il revient à l'autorité délégante de s'assurer que la disposition sera appliquée de manière claire et précise. En outre, la CCIAG a indiqué avoir créé un nouveau poste dédié au « reporting » afin de répondre aux nouvelles exigences de transparence et de contrôle du contrat de DSP.

La métropole a réuni la commission de délégation de service public (CDSP) à quatre reprises durant la procédure. Une première réunion a eu lieu le 25 avril 2017 afin d'ouvrir les plis contenant les candidatures. La seconde réunion a eu lieu le 12 mai 2017 afin de dresser la liste des candidats admis à dresser une offre. Trois candidats ont postulé : la CCIAG, un groupement solidaire ENGIE Réseaux, EGIS et MERIDIAM, ainsi que la société CORIANCE. Les trois candidats ont été admis à présenter une offre. Le 26 septembre 2017, la CDSP s'est réunie pour procéder à l'ouverture des offres. Seuls deux candidats ont finalement soumis une offre, la CCIAG et ENGIE. Enfin, le 7 novembre 2017 le rapport d'analyse des offres a été présenté. Il a été décidé à l'issue de cette réunion de procéder à une négociation avec les candidats. Deux auditions ont été réalisées avec chacun des candidats en novembre 2017 et janvier 2018. Les deux candidats ont ensuite dû soumettre leur meilleure offre au 29 janvier 2018.

#### 3.6.2.3- *Le choix du délégataire*

Dans un rapport au président de la métropole en date du 26 février 2018, les offres des deux candidats ont été analysées ; l'offre de la CCIAG a été retenue.

Les critères de l'analyse des offres étaient les conditions financières proposées (26 %), la qualité technique et le développement du réseau (23 %), les objectifs environnementaux (20 %), la qualité du service, la communication et le reporting (17 %), les risques supportés et garanties apportées (14 %).

Si en termes de facturation ENGIE présentait une offre comprenant des tarifs unitaires de facturation de chaleur inférieurs de 12 % en moyenne sur la durée du contrat et un tarif moyen du MWh de 8 % inférieur par rapport à la CCIAG, cette dernière a été mieux notée par la métropole concernant tous les autres critères. En particulier, en termes d'approvisionnement en combustibles, la plan ENGIE était moins diversifié que celui de la CCIAG, bien que les deux candidats aient tous deux dépassé le minimum requis de taux d'ENR&R garanti demandé par la métropole dans le marché.

Concernant le type de montage juridique, ENGIE proposait la création d'une société dédiée ainsi qu'une société subsidiaire ayant en charge les missions de maîtrise d'ouvrage, de conception et de financement des travaux structurants. La CCIAG a proposé une comptabilité analytique détaillée afin d'isoler l'activité de chauffage urbain sans ses comptes. Ce critère a été jugé atteint de manière comparable par les deux candidats pour la métropole.

Par une délibération du 6 avril 2018, la métropole a approuvé le choix de retenir comme concessionnaire la CCIAG, ainsi que le contrat et ses annexes.

Par courrier du 6 avril 2018, le candidat non retenu, soit le groupement représenté par ENGIE, a reçu le détail des raisons ayant conduit la métropole à choisir la CCIAG. Un délai de 16 jours a été accordé entre l'envoi de ce courrier et la signature du contrat avec la CCIAG. Le groupement n'a pas fait appel de la décision.

### 3.7- Le nouveau contrat de délégation de service public (2018-2033) du réseau principal

#### 3.7.1- Les redevances versées par le délégataire à la métropole

Tout d'abord, une redevance annuelle est due par le délégataire en contrepartie de la mise à disposition de biens nécessaires à l'exploitation du service par le délégant, notamment les centrales de production de chaleur. Elle est destinée à couvrir l'ensemble des dépenses réalisées par la métropole au titre des biens mis à disposition (études, travaux, obtentions d'autorisations, suivi des travaux et des ouvrages, assurance, frais financiers). Son montant prévisionnel prévu au contrat, susceptible d'évoluer pour permettre l'évolution des moyens de production prévue au schéma directeur, est de 5,2 M€ HT par an.

Ensuite, l'occupation par le délégataire du domaine public du délégant donne également lieu au paiement d'une redevance. Conformément à l'article L. 2125-1 du code général de la propriété des personnes publiques, le montant de cette redevance est fixé en fonction de l'économie générale du contrat. Au cas d'espèce, le délégataire est redevable d'une redevance d'occupation domaniale déterminée en fonction du nombre de kilomètre linéaire de tranchée et selon une valeur unitaire de 320 €/km. Elle augmente progressivement sur la durée du contrat, de 56 k€ à partir du 1<sup>er</sup> juillet 2018 à 68 k€ au terme de la convention le 30 juin 2033.

Enfin, le délégataire est tenu de verser chaque année au délégant une redevance destinée à contribuer à la couverture des frais de contrôle du contrat. Le montant de cette redevance annuelle de contrôle est fixé à 170 000 € et est indexé sur le coût horaire du travail dans le secteur industriel et le coût des frais et services divers (art 58.3 du contrat de DSP).

#### 3.7.2- La vente d'électricité

L'activité de cogénération, subséquente à la production de chaleur, ne figurait pas dans les comptes de la délégation avant 2018. Il a été convenu par avenant du 28 décembre 2015 un partage des recettes dégagées par cette activité par le versement d'une redevance annuelle. Les comptes sociaux de la CCIAG mentionnent des recettes de vente d'électricité pour un montant global de 5,1 M€ en 2017-18, dont près de 70 % seraient issues de l'usine de la Poterne, soit environ 3,5 M€.

Le nouveau contrat de concession intègre dans son périmètre l'activité de production d'électricité cogénérée et les recettes (en moyenne 6,5 M€ sur la période) sont intégrées au compte d'exploitation prévisionnel. Ces recettes sont en forte augmentation, passant de 3,6 M€ en 2019 à 7,5 M€ en 2020, en raison notamment de la mise en service de la nouvelle unité de production Biomax combinant production de chaleur et d'électricité. Cependant, à partir de 2027, les recettes prévisionnelles affichées dans le CEP se contractent à 6 M€, en raison de l'arrivée à terme du contrat de rachat de l'électricité cogénérée sur le site de la Poterne et de l'incertitude sur le montant du rachat après cette date<sup>48</sup>. La vente d'électricité (97,3 M€) devrait ainsi représenter 10 % du chiffre d'affaires global de la nouvelle délégation (973,32 M€) et participe dès lors à la baisse du coût du service facturé aux abonnés.

#### 3.7.3- Le taux de rentabilité interne

Selon le compte d'exploitation prévisionnel joint au contrat, le délégataire prévoit, sur la durée du contrat, une progression de ses produits de gestion de 0,68 % par an en euro constant sous l'effet d'une augmentation des recettes d'abonnement (de 21,5 M€ en 2019 à 23,6 M€ en 2033) et dans une moindre mesure des consommations, de 32,4 M€ en 2019 à 34,6 M€ en 2033, soit une augmentation de 0,48 %.

<sup>48</sup> Une hypothèse médiane à 50 €/MWh a été adoptée.

Le développement commercial et l'extension du réseau de chaleur consécutifs au classement du réseau devraient ainsi permettre de compenser les pertes de volume de chaleur vendue par points de livraison et la diminution attendue de la consommation énergétique des usagers du service<sup>49</sup>.

L'essentiel des charges d'exploitation se répartit entre l'achat de combustibles et les charges de fonctionnement du réseau principal. Sur la période, l'achat de combustible pour la production énergétique et l'achat de chaleur destinée à alimenter les besoins du réseau principal (Athanol et Solvay) sont estimés à 368 M€, soit en moyenne 24,6 M€ par an. Les charges de fonctionnement du réseau et des unités de production sont estimées à 288 M€ sur la période, soit 19,2 M€ en moyenne annuelle, dont un peu plus d'un tiers correspond à des charges de personnel auxquels il faut ajouter en moyenne 1,3 M€ de charges d'électricité et de fluide et 6 M€ de dépenses de gros entretien et renouvellement (GER).

L'excédent brut d'exploitation prévisionnel s'établit ainsi en moyenne sur la durée du contrat à 7,5 M€ et 113 M€ en valeur cumulée. Ce flux opérationnel de trésorerie, corrigé de la reprise des immobilisations pour leurs valeurs nettes comptables en début et en fin de période, doit permettre au délégataire de couvrir son besoin de financement sur les opérations d'investissement programmées sur la durée du contrat (72 M€).

Sur la base de ce prévisionnel d'activité et du plan d'investissement prévu au contrat, les flux opérationnels de trésorerie cumulés s'établissent en fin de période à un peu plus de 41 M€ et le taux de rentabilité interne (TRI) de la DSP peut être estimé à 1,88 %<sup>50</sup>. Le TRI du contrat de délégation est donc faible<sup>51</sup>. En réponse à la chambre, la CCIAG souligne que « *ses objectifs prioritaires relèvent de son utilité et de sa légitimité d'acteur du développement local et non de sa rentabilité* ».

Sur la base des données prévisionnelles, le flux de trésorerie opérationnel ne devrait devenir positif qu'à l'issue du contrat par la perception d'une indemnisation des immobilisations non amorties à la valeur nette comptable pour un montant de 87,21 M€.

Le nouveau contrat de délégation de service public a été conclu en juillet 2018 pour une durée de 15 ans, du 1<sup>er</sup> juillet 2018 au 30 juin 2033. La directive européenne n°2014/23/UE du 26 février 2014, transposée en droit français par l'ordonnance n° 2016-65 du 26 janvier 2016, limite la durée des délégations de service public au « *temps raisonnablement escompté par le concessionnaire pour qu'il recouvre les investissements réalisés pour l'exploitation des ouvrages ou services avec un retour sur les capitaux investis, compte tenu des investissements nécessaires pour réaliser les objectifs contractuels spécifiques* » (article 18).

La durée du contrat de délégation de service public retenue par la métropole semble ainsi conforme à cette disposition.

### **3.8- La tarification du chauffage urbain du réseau principal**

#### **3.8.1- La vente de chaleur aux abonnés**

Les communes, communautés urbaines et métropoles sont compétentes en matière de création, d'aménagement, d'entretien et de gestion de réseau public de chaleur.

<sup>49</sup> Le schéma directeur de l'énergie de la métropole définit un objectif de diminution des consommations énergétiques des logements de 19 % et de 17 % pour les bâtiments du tertiaire à horizon 2030.

<sup>50</sup> Voir Annexe 2.

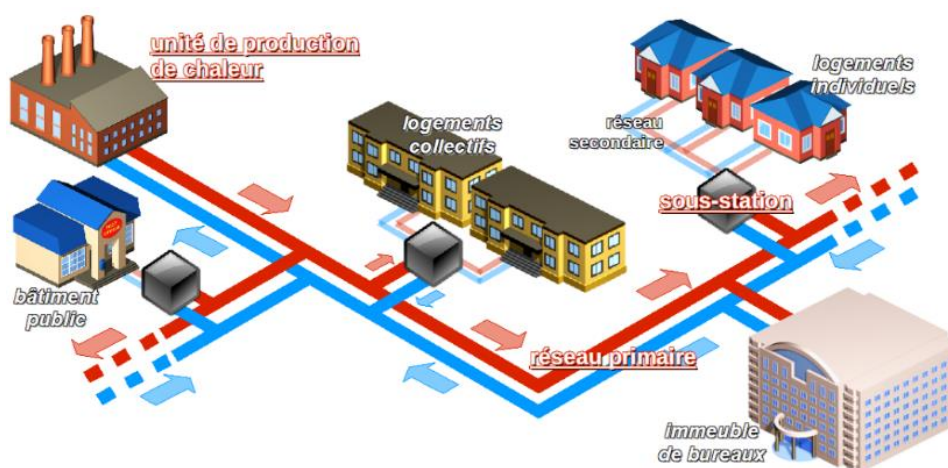
<sup>51</sup> Par comparaison, la Commission européenne estime que le « bénéfice raisonnable » qu'un délégataire de service public est en droit d'attendre ne saurait excéder 10 % pour les activités où le risque industriel est le plus élevé. Voir notamment la communication du 28 octobre 2014, relative au plan de relance autoroutier notifié par le gouvernement français.

Cette compétence est généralement confiée à un opérateur qui, sous la responsabilité de l'autorité organisatrice, est responsable de la bonne exécution du service.

Les abonnés du service, propriétaires des bâtiments et représentés par leurs gestionnaires (syndicats de copropriétaires, organismes d'habitat social) sont parties au contrat d'abonnement avec l'opérateur précisant l'ensemble des conditions de fourniture de la chaleur en sous-station (réseau primaire) et reprenant le cas échéant les règles du contrat de délégation établi entre la collectivité et l'opérateur.

Les installations de chauffage et d'eau chaude sanitaire internes aux bâtiments relèvent en revanche de la seule responsabilité des gestionnaires d'immeubles (réseaux privés secondaires). Sauf cas particulier, les usagers bénéficiaires du service de distribution de chaleur n'ont donc pas de lien direct avec l'opérateur, gestionnaire du réseau de chaleur, puisque le contrat d'abonnement est géré par le seul gestionnaire du bâtiment.

**Figure n° 1 : Fonctionnement d'un réseau de chaleur**



Source CEREMA : <http://reseaux-chaleur.cerema.fr/constitution-dun-reseau-de-chaleur>

#### 3.8.1.1- Le prix de vente moyen de la chaleur

Le prix de vente moyen de la chaleur se définit comme le rapport entre le total des recettes (abonnement et consommation) et la quantité de chaleur livrée. Il s'agit de la facture énergétique ramenée aux MWh livrés en sous-station.

Ce prix de vente est difficilement comparable au prix de vente d'autres énergies comme le gaz ou l'électricité puisqu'il correspond à un prix de vente moyen de la chaleur livrée en sous-station dans un cas (réseau primaire) et au prix de vente moyen de l'énergie directement livrée aux usagers dans l'autre cas. Cet indicateur peut en revanche servir à comparer la compétitivité des réseaux de chaleur entre eux.

En outre, le montant des recettes n'évolue pas uniquement en proportion de la production de chaleur puisque par définition une partie des recettes est fixe (la part abonnement). Selon les variations climatiques, à tarif identique, la facture énergétique de l'année chaude est moins élevée en valeur absolue que celle de l'année froide mais le prix moyen (en €/MWh) augmente en raison de la part constante de l'abonnement et de la diminution de la quantité de chaleur livrée. Le prix de vente moyen de la chaleur est ainsi lié à la rigueur climatique de chaque exercice.



En 2017, en France, le prix de vente moyen de la chaleur s'élevait à 70,3 €HT/MWh (75,1 €TTC/MWh) tous réseaux confondus<sup>52</sup>. Le prix de vente moyen des réseaux de chaleur alimentés majoritairement par des énergies fossiles était de 64 €HT/MWh (72,1 €TTC/MWh) et celui des réseaux majoritairement alimentés par des ENR&R<sup>53</sup> était légèrement supérieur, à 71,7 €HT/MWh (75,8 €TTC/MWh).

**Tableau n° 23 : Prix de vente moyen de la chaleur selon le type de réseau**

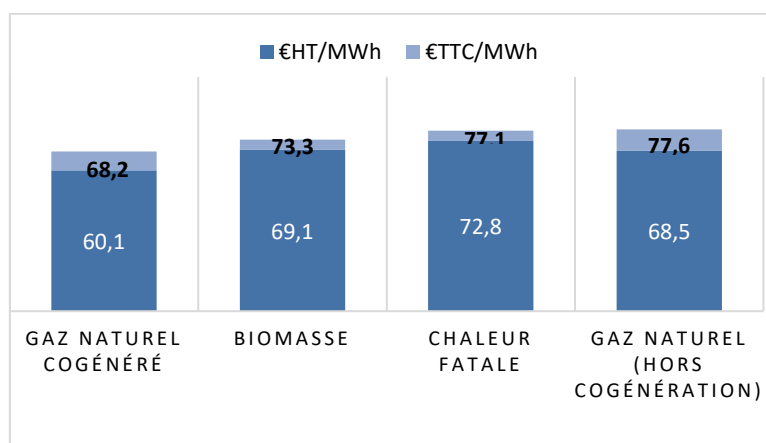
Prix de vente moyen pondéré	€HT/MWh tous réseaux	€HT/MWh < 50% ENR&R	€HT/MWh > 50% ENR&R	€TTC/MWh tous réseaux	€TTC/MWh < 50% ENR&R	€TTC/MWh > 50% ENR&R
2016	67,9 €	67,4 €	68,0 €	72,7 €	75,5 €	71,8 €
2017	70,3 €	64,0 €	71,7 €	75,1 €	72,1 €	75,8 €

Source : Enquête annuelle 2019 - AMORCE / ADEME - Le prix de l'énergie dans les réseaux de chaleur

Il y a donc une hausse du prix liée à la hausse du prix moyen des réseaux « vertueux », alors que les réseaux dits « carbonés » affichent un prix moyen en baisse, en raison d'un prix des énergies fossiles encore très bas malgré la hausse de la composante carbone<sup>54</sup>, dite « taxe carbone », au 1er janvier 2017 (30,5 €/tCO<sub>2</sub>). Dès lors, le prix moyen TTC des réseaux vertueux est plus élevé que celui des réseaux alimentés majoritairement par des énergies fossiles, malgré une TVA à taux réduit à 5,5 % sur la fourniture de chaleur.

Néanmoins, jusqu'en 2015, le prix de vente moyen hors taxes des réseaux comptant plus de 50 % d'ENR&R dans leur mix énergétique était systématiquement inférieur à celui des réseaux alimentés majoritairement par des énergies fossiles. La décision du gouvernement de geler l'augmentation de la taxe carbone à son niveau de 2018 (44,6 €/T de CO<sub>2</sub>) ne va donc pas améliorer la compétitivité des réseaux de chaleurs alimentés en ENR&R à court terme.

**Graphique n°4 : Prix de vente moyen pondéré selon l'énergie majoritaire utilisée sur le réseau de chaleur en 2017**



Source : Enquête annuelle 2019 - AMORCE / ADEME, retraitement CRC

Les réseaux dont le prix de vente moyen de la chaleur est supérieur à la moyenne nationale

<sup>52</sup> Enquête annuelle 2019 - AMORCE / ADEME.

<sup>53</sup> ENR&R : énergies renouvelables et de récupération.

<sup>54</sup> La composante carbone a été introduite par la loi de finances pour 2014 au sein de la TICPE, la TICGN et de la TICC.

sont les plus petits réseaux, livrant moins de 10 GWh/an, souvent implantés dans des communes rurales peu denses non desservies par le gaz naturel (78,8 €HT/MWh), ainsi que les plus gros réseaux livrant plus de 200 GWh/an, pour lesquels les efforts à consentir pour développer le réseau et les ENR&R peuvent s'avérer plus onéreux (76,4 €HT/MWh).

C'est le cas pour Grenoble Alpes Métropole, dont le réseau principal a livré plus de 750 GWh pour une puissance installée de 400 MW en 2017/2018. Pour ce réseau, alimenté à 64,7 % par des énergies renouvelables, dont 34,4 % d'énergie fatale, le prix de vente moyen s'établit sur cet exercice à 70,96 €HT/MWh (74,87 €TTC/MWh), soit légèrement inférieur à la moyenne nationale.

### 3.8.1.2- La tarification aux abonnés

Le tarif de vente est le prix auquel l'abonné achète la chaleur au gestionnaire de réseau. Ce tarif est contractualisé dans une police d'abonnement qui permet d'établir la facture énergétique de l'abonné. Sur un même réseau de chaleur public, la tarification peut aussi bien être identique pour tous les abonnés que différenciée, dans le respect du principe d'égalité de traitement des usagers du service public. Dans ce dernier cas un réseau de chaleur peut définir des tarifs plus avantageux lorsque les polices d'abonnement sont souscrites pour des durées longues. Des tarifs peuvent également être adaptés au profil de consommation des abonnés.

Comme pour l'électricité et le gaz, la facturation du chauffage urbain se décompose en une part variable (R1) et une part fixe (R2).

La part variable, dite « R1 », couvre l'achat de combustible et résulte du produit de la consommation de l'abonné par le prix de la chaleur (€/MWh). Il dépend donc de la consommation mais également du prix des combustibles utilisés et du rendement du réseau. En fonction du type de réseau, la part variable représente 30 % à 70 % de la facture<sup>55</sup>.

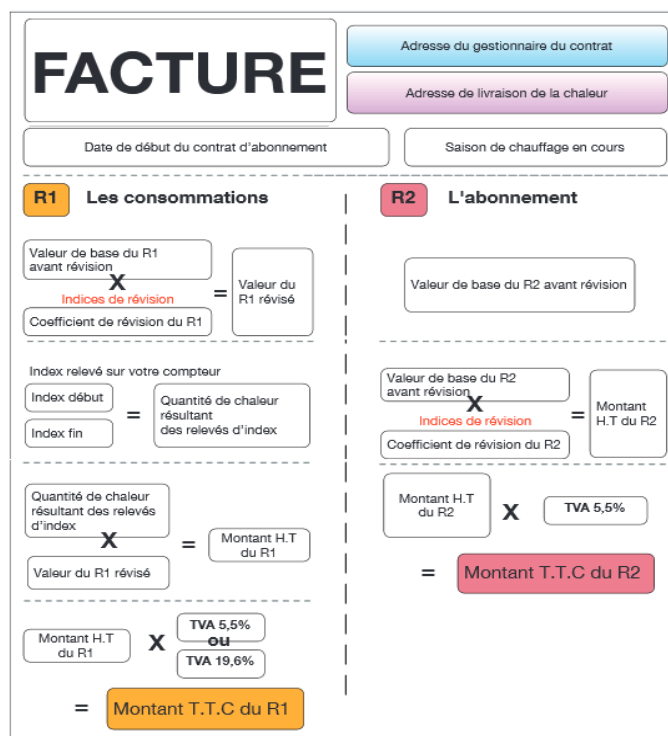
La part fixe (ou abonnement), dite « R2 », peut parfois représenter une part significative du prix du service par rapport à d'autres solutions de chauffage en raison de la nature capitalistique d'un réseau de chaleur. Elle peut parfois atteindre 70 % du prix de la chaleur. La part fixe R2 est la somme des termes R21 à R24 multipliée généralement par la puissance souscrite ou la surface du logement :

- ♦ R21 : charges d'électricité pour assurer la production et la distribution de la chaleur ;
- ♦ R22 : charges de conduite et petit entretien des installations ;
- ♦ R23 : charges de gros entretien et de renouvellement des installations ;
- ♦ R24 : charges de financement (remboursement de l'emprunt) de la création et l'installation initiale du réseau de chaleur.

Plus généralement, le R2 sert de variable de rentabilité économique des réseaux. En l'absence de mécanisme de compensation, l'augmentation du prix de l'abonnement est la seule réponse économique à une baisse de la demande, notamment pour des bâtiments raccordés dont la consommation de chaleur diminue fortement suite à une rénovation énergétique lourde. Par ce mécanisme, l'augmentation du R2 peut conduire les usagers à vouloir se débrancher du réseau de chaleur.

<sup>55</sup> En moyenne sur l'année 2017, la part fixe représentait 42 % des recettes des réseaux de chaleur. La répartition des recettes part fixe / part variable varie selon l'énergie majoritairement utilisée, soit 66 % de part fixe pour la géothermie et 35 % pour la chaleur fatale.

Figure n° 2 : Le principe de facturation de l'opérateur à ses abonnés



Source : ADEME – Guide de l'utilisateur du chauffage urbain

### 3.8.2- La tarification sous l'ancienne délégation de service public

En 2008, les collectivités délégantes ont adopté un mode de tarification unique s'appliquant à tous les abonnés du chauffage urbain.

Afin d'autofinancer une partie importante des investissements et pour faire face aux risques d'exploitation comme la climatologie, la disponibilité des unités de production de chaleur, ou encore les évolutions des réglementations environnementales, un tarif d'équilibre devait permettre à la CCIAG de dégager un résultat courant avant impôt (RCAI) compris entre 4 % et 5 % de son chiffre d'affaire, soit environ 2,4 M€ par an.

Les valeurs de base retenues et leurs indexations successives ont toutefois induit des écarts significatifs à la hausse par rapport aux prévisions, en raison notamment d'une climatologie froide et de la hausse du coût des énergies utilisées.

Après le constat d'écarts de 2,1 M€ en 2008-2009 et de 1,6 M€ en 2009-2010, un avenant n° 4 au cahier des charges destiné à limiter l'indexation de la part variable du tarif (R1) a été adopté le 18 octobre 2010. L'écart à la hausse a continué dans une moindre mesure en 2010-2011, de 0,7 M€.

Au total, l'écart entre le résultat figurant au compte d'exploitation prévisionnel du délégataire et les réalisations entre 2008 et 2011 s'est élevé à 4,4 M€. Par avenant au cahier des charges en octobre 2011, un tarif de « compensation » inférieur au tarif d'équilibre nécessaire au fonctionnement courant de l'activité du chauffage urbain a été instauré afin de compenser ce trop-perçu. Dès lors, le RCAI réalisé a diminué significativement sur les exercices 2011-2012 (- 2,1 M€) et 2012-2013 (- 3,1 M€) par rapport au RCAI prévisionnel, soit une compensation totale de 5,2 M€ pour les abonnés.

Par jugement du tribunal administratif de Grenoble du 6 janvier 2013, la délibération du conseil municipal de Grenoble du 23 juin 2008 approuvant le tarif applicable aux usagers à compter du 1<sup>er</sup> juillet 2008 a été annulée, ainsi que les clauses tarifaires de l'avenant n° 3 au cahier des charges.

En octobre 2013, un avenant n° 8 au contrat de DSP a été adopté par les collectivités délégantes comportant un nouveau compte d'exploitation prévisionnel basé sur un RCAI de 0,5 M€ par an jusqu'au terme de la convention, ramenant le résultat courant moyen sur la durée de la convention à 2,4 M€.

Une nouvelle tarification a également été adoptée, en concertation avec les représentants des usagers. Une nouvelle unité de compte servant à la facturation du terme R2 et son adaptation sur une période de trois ans a été définie, afin de permettre aux usagers de bénéficier des éventuelles économies réalisées. Une nouvelle catégorie d'usagers, les gros consommateurs de chaleur, a également été créée.

**Tableau n° 24 : Tarification du réseau de chaleur principal**

	2012/13	2013/14	2014/15	2015/16	2016/17	2017/18
Part fixe moyenne dans la facturation R2 en € HT	25,64	30,47	31,38	31,01	31,53	32,14
Part proportionnelle R1 en € HT	38,76	38,95	38,33	33,68	37,14	37,96
Prix moyen global du MWh (R1 + R2) en € HT	64,40	69,80	71,25	65,97	71,26	70,96

Source : métropole

La part variable R1 en €/MWh est une moyenne pondérée des prix des combustibles utilisés dans le mix technique, pour 72 % du tarif, et une partie fixe pour les 28 % restant. Les prix des combustibles sont révisés selon des indices mensuels, les proportions de combustibles de la formule tarifaire sont révisables une fois par an après concertation avec l'autorité délégante. Il existe un tarif hiver et un tarif été.

La base de calcul de la redevance R2 est une modalité originale de facturation, résultat de la concertation avec les usagers. La base de calcul appelée « unité forfaitaire de facturation (UFF)<sup>56</sup> » est issue de la moyenne triennale de consommation de l'abonné et non d'une puissance souscrite. Cette valeur moyenne est révisée tous les trois ans pour l'ensemble des abonnés.

Cette moyenne triennale est affectée d'un coefficient par type d'utilisation (usage chauffage activité tertiaire ou séquentiel, usage chauffage logement seul, usage chauffage + eau chaude sanitaire, usage long type établissement de soins). Il est adjoint à ce coefficient un rabais par tranche de volume.

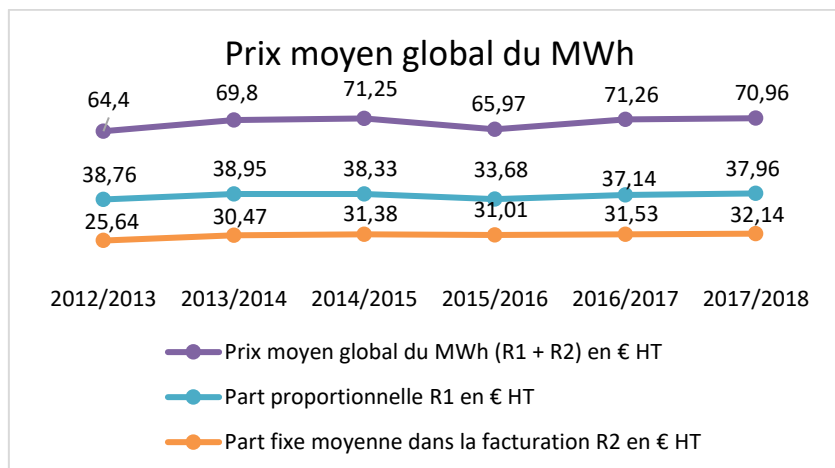
Du fait de ses modalités de calcul, le facteur R2 suit de près l'évolution du facteur R1. Il participe ainsi à une meilleure maîtrise de la consommation énergétique et récompense les usagers dont la consommation diminue.

Un dispositif de modération tarifaire est mis en œuvre pour atténuer les variations importantes des prix des combustibles par la définition d'un équilibre cible de 60 % pour les consommations énergétique ( $R1/(R1+R2)$ ) et de 40 % pour la part abonnement ( $R2/(R1+R2)$ ).

Chaque élément du tarif est indexé au premier jour de chaque mois par une formule d'indexation représentative de la structure des coûts du service.

<sup>56</sup> Instauré par l'avenant n°6 au cahier des charges du 30 septembre 2013.

Graphique n° 5 : Prix moyen global du MWh du réseau principal



Source : Grenoble Alpes Métropole, retraitement CRC

A cette tarification s'est ajoutée la contribution environnementale, détaillée au paragraphe 2.1.5.

### 3.8.3- La tarification sous la nouvelle délégation de service public

Le renouvellement de la délégation de service public n'a pas modifié les règles de tarification instaurées en 2013.

Le nouveau contrat de DSP comporte une offre tarifaire basée sur un compte d'exploitation prévisionnel équilibré sur la durée de la concession, prenant en compte la valeur patrimoniale du réseau et son renouvellement et s'appuyant sur l'évolution du couple volume de vente MWh et évolution du mix énergétique.

Les termes servant de base de calcul à la part proportionnelle du tarif de chaleur (R1) ont été actualisés selon un mix énergétique contractualisé sur la durée du contrat. Le R1 se subdivise en deux termes, le R11 qui représente le coût des combustibles et des sources d'énergie nécessaires à la production de l'énergie consommée par les abonnés et le R12 qui représente d'autres coûts fixes.

La base de calcul du tarif R2, couvrant les charges fixes du délégataire, déterminée selon une UFF issue de la moyenne triennale des consommations des usagers, est restée inchangée.

Les termes servant à couvrir les charges fixes du délégataire ont également été actualisés pour tenir compte du nouveau périmètre du contrat de délégation. Le tarif R2 intègre désormais le paiement d'une redevance annuelle à l'autorité délégante au titre de la mise à disposition des unités de production de chaleur (R25). Les éventuelles différences entre les montants prévisionnels des investissements structurants sur les centrales de production et leurs montants réels font l'objet d'un reversement aux abonnés de même que le montant des subventions perçues (R24).

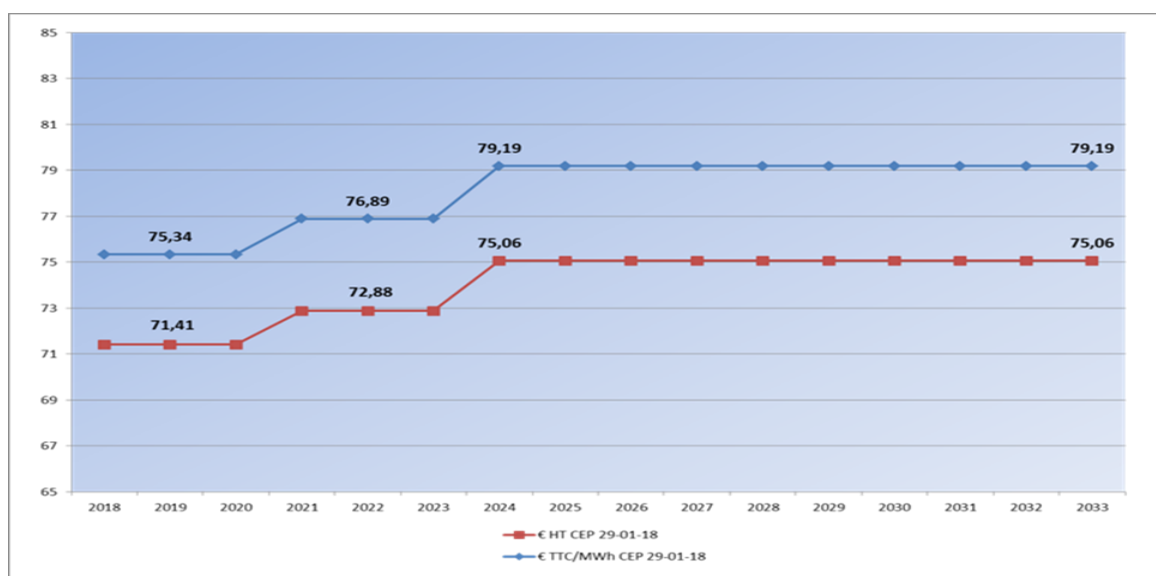
Le plan de développement du réseau prévu par le délégataire est intégré dans l'évolution des bases tarifaires du terme R2. Dès lors, la non-réalisation de ce plan constitue un risque pour le délégataire.

Les clés de répartition prévoyant un plafonnement des recettes d'abonnement (R2) dans les chiffres d'affaire de la délégation à 40 % ( $R2/(R1+R2)$ ) et la part des consommations énergétiques à 60 % ( $R1/(R1+R2)$ ) sont également maintenues.

Le prix de vente moyen de la chaleur devrait connaître sur la durée du contrat deux évolutions significatives dues essentiellement à la mise en service de la nouvelle centrale Biomax en 2020 et la modification de l'apport de l'incinérateur d'ordures ménagères dont les capacités devraient être réduites d'environ de 20 % après reconstruction (2024-2025)<sup>57</sup>.

Ce prix de vente moyen pour un usager médian constitue donc un risque d'exploitation pour le délégataire, les conditions tarifaires des abonnés étant garanties pour la durée du contrat. La seule variation possible du prix devrait donc résulter, en théorie, de la variation indiciaire du coût de chaque source d'énergie et non d'une modification de la structure tarifaire par le délégataire.

**Graphique n° 6 : Évolution du prix de vente moyen pendant la durée du contrat**



Source : Grenoble Alpes Métropole

La convention prévoit dans son article 60 une « clause de retour à meilleure fortune » permettant un partage de la rentabilité de la délégation dès lors qu'elle s'avèrerait supérieure à la rentabilité prévisionnelle.

Ce dispositif, qui devait initialement être mis en œuvre tous les cinq ans sur la base du résultat cumulé sur cette période, a été modifié par avenant en mai 2019 pour approcher le plus possible le coût facturé à l'usager du chauffage urbain du coût réel du service, et partager le montant rétrocedé entre l'autorité concédante et les usagers. L'écart constaté annuellement entre la marge prévisionnelle et la marge réelle sera redistribué pour moitié aux usagers par un avoir dès la clôture de l'exercice et pour l'autre moitié à la métropole, à l'issue d'une période de cinq ans.

En outre, le mécanisme du compte environnemental, et par extension de la contribution environnementale, n'a pas été repris dans la structure tarifaire du nouveau contrat. Une partie de cette somme est désormais incluse dans le terme R1CO2 qui s'ajoute au R1.

Ainsi, les modalités de tarification définies dans le nouveau contrat de délégation de service public sont globalement favorables aux abonnés.

<sup>57</sup> Les ordures ménagères représentent un peu moins de 35 % du mix énergétique en 2018. Source : rapport 2017-2018 de la CCIAG.

### 3.9- Les usagers du chauffage urbain du réseau principal

La transformation de la communauté d'agglomération de Grenoble en métropole au 1<sup>er</sup> janvier 2015 s'est accompagnée d'une volonté politique de renforcer la participation citoyenne et les instances consultatives métropolitaines par la nomination d'une vice-présidence dédiée à ces enjeux et le renouvellement des dispositifs participatifs en direction des habitants, associations, instances consultatives et élus communaux. Par délibération du 6 novembre 2015, le conseil métropolitain a réaffirmé cette orientation.

S'agissant plus particulièrement des réseaux de chaleur, la régie a ainsi créé un comité des usagers de l'énergie et aborde également ce sujet au sein de la commission consultative des services publics locaux (CCSPL).

#### 3.9.1- La commission consultative des services publics locaux

La mise en place d'une commission consultative des services publics locaux (CCSPL) sur le territoire de la communauté d'agglomération est effective depuis 2003, conformément à la loi du 27 février 2002 relative à la démocratie de proximité.

##### 3.9.1.1- Les missions de la CCSPL

La CCSPL examine les rapports annuels établis par les divers délégataires de services publics, les rapports sur le prix et la qualité du service public d'eau potable, sur les services d'assainissement et sur les services de collecte, d'évacuation ou de traitement des ordures ménagères, ainsi que les bilans d'activité des services exploités en régie dotés de l'autonomie financière.

En outre, elle est consultée pour avis par l'assemblée délibérante avant que celle-ci ne se prononce sur tous projets de délégation de service public, de création d'une régie dotée de l'autonomie financière, de partenariat, de participation des services de l'eau potable et de l'assainissement à un programme de recherche et de développement. Elle est saisie avant le vote de l'assemblée délibérante et son avis figure en annexe de la délibération.

La CCSPL peut être saisie par l'un des comités d'usagers, afin de contribuer à tout sujet relatif à la gestion des services publics. Elle peut enfin s'autosaisir sur tous les sujets relatifs à l'amélioration des services publics.

La CCSPL doit donc favoriser l'expression des usagers sur des questions ayant une incidence directe sur le fonctionnement et la qualité des services publics locaux exploités par la métropole.

##### 3.9.1.2- La composition de la CCSPL

La CCSPL de Grenoble Alpes Métropole se compose à une majorité des quatre cinquièmes de représentants de la société civile et d'un cinquième d'élus. Elle est présidée par le président de la métropole et composée de 12 membres délégués du conseil métropolitain désignés selon la représentation proportionnelle de l'assemblée délibérante, de 20 représentants d'associations locales, de huit représentants des comités d'usagers et 20 habitants usagers des services publics locaux.

#### 3.9.2- Le comité des usagers de l'énergie

Par délibération du 21 mai 2015, la métropole de Grenoble a décidé de la création de comités des usagers pour l'ensemble des services publics locaux afin d'associer les citoyens à leur gestion et permettre une évaluation en continu de ces services.

Ces comités d'usagers ont pour principal objectif de veiller à la bonne gestion et qualité des services publics locaux en contribuant à l'évaluation et l'amélioration du service public, et en garantissant l'expression des usagers et citoyens en contribuant à la diffusion de l'information. Il existe actuellement quatre comités d'usagers, pour l'eau et de l'assainissement, l'énergie, les déchets et le déplacement.

### 3.9.2.1- *La composition des comités d'usagers*

Afin d'assurer une certaine représentativité de la diversité territoriale de la métropole, ces comités d'usagers se composent de différents collèges :

- ♦ un collège associatif représentant les associations spécialistes ou sensibles à la thématique du comité dans lequel il siègera ;
- ♦ un collège usagers habitants qui pourra être constitué de membres des associations de quartier et d'habitants mais également à travers un appel à volontaires qui permettra d'ouvrir ces groupes et d'associer les citoyens souhaitant s'investir ;
- ♦ un collège d'usagers « spécifiques » représentés par des acteurs socioéconomiques du territoire directement impliqués dans la thématique par leurs pratiques et usages ;
- ♦ un collège ouvert qui pourra permettre aux comités d'accueillir d'autres membres selon l'intérêt et les besoins du comité (personnalité experte).

Les élus ne siègent pas dans les comités mais ils peuvent être invités à participer aux différentes réunions et comme mentionné *supra*, huit représentants de comités d'usagers siègent à la CCSPL.

### 3.9.2.2- *Les missions des comités d'usagers*

Les comités d'usagers sont consultés sur les sujets de tarification et d'investissement du service public. Des membres des comités d'usagers sont invités à siéger dans les différentes instances décisionnaires (conseil d'exploitation, comité de pilotage). Les travaux des comités d'usagers, relayés au sein de la CCSPL, doivent permettre d'alimenter les avis rendus par cette commission.

S'agissant du chauffage urbain, un comité des usagers de l'énergie a été constitué par délibération du conseil métropolitain le 3 juillet 2015, comptant 38 membres représentants issus de trois collèges de représentation : un collège associatif, un collège d'habitants et un collège d'experts. Depuis sa création, ce comité se réunit trois à quatre fois par an. En septembre 2016, il a notamment été consulté sur les différents scénarios de développement du réseau principal, les nouveaux projets de développement tels que Biomax et le renouvellement de la DSP.

### 3.9.3- L'association des abonnés et usagers à la prise de décision du chauffage urbain

Le nouveau contrat de DSP permet deux façons complémentaires d'associer les usagers.

Tout d'abord, l'article 36 du contrat de DSP prévoit que « *Dès notification de l'attribution de la DSP du chauffage urbain à la CCIAG, celle-ci s'engage à mettre en place en son sein deux « censeurs » issus des usagers et/ou de leurs représentants* ». Or la métropole a indiqué que cette mesure, qui doit faire l'objet d'une adoption en assemblée générale, est bloquée par l'actionnaire privé, Dalkia, qui possède une minorité de blocage. En réponse à la chambre, Dalkia a indiqué que ce blocage est lié à un désaccord plus global sur la modification du nombre d'administrateurs de la CCIAG. Il est rappelé à toutes fins utiles que si la présence de censeurs au conseil d'administration d'entreprises n'est pas une obligation légale, leur rôle peut être précisément défini dans les statuts de l'entreprise et permettre d'apporter une vision extérieure, sans droit de vote, sur les activités et les comptes de la société.



De plus, dans son offre, la CCIAG avait pris l'engagement d'instituer un comité des usagers du chauffage urbain. Or celui-ci ne figure pas dans le contrat de DSP signé. Le chauffage urbain, appelé à prendre davantage d'importance sur le territoire métropolitain avec le classement du réseau principal, est un sujet méritant un comité dédié afin d'isoler les enjeux et permettre d'éviter la reproduction d'écueils tarifaires, tels qu'observés en 2013. En réponse à la chambre, la métropole et la CCIAG ont indiqué qu'un « club des usagers » s'est réuni pour la première fois le 30 janvier 2020, sans toutefois fournir plus de détails quant à sa composition et ses modalités de réunion.

#### 3.9.4- Les principales demandes des usagers

Une mesure de la satisfaction usagers sur la période de chauffe 2017-2018 a été réalisée par la CCIAG avec un bilan globalement positif.

Concernant l'adoption du chauffage urbain comme mode de chauffage, 78 % des usagers se déclarent satisfaits en 2018. Sur le fonctionnement correct et le caractère économique de ce mode de chauffage, respectivement 79 % et 82 % des usagers sont totalement satisfaits.

Cette étude souligne néanmoins une légère baisse de satisfaction concernant la prise en charge des demandes avec un indice de satisfaction de 3,3 en 2016-2017 baissant à 3,2 en 2017-2018.

## 4- LE RÉSEAU DE MIRIBEL-LANCHATRE

### 4.1- Historique du réseau de Miribel-Lanchâtre

Miribel-Lanchâtre est une commune rurale de 400 habitants, située aux portes de l'agglomération grenobloise, qui dispose de deux réseaux mutualisés de chauffage urbain.

A l'occasion de la réalisation d'un lotissement communal s'inscrivant dans une démarche de développement durable, la collectivité a souhaité construire un réseau de chauffage collectif au bois déchiqueté valorisant la filière locale. La chaudière bois, construite en 2004, a une puissance de 200 kW. Il est alimenté en complément par une chaudière fioul (180 kW). Ce réseau, dit « Pré-Tarachou », d'une longueur de 300 mètres environ, a été mis en service en 2000 et dessert 18 logements et locaux d'activité. Cette chaudière alimente dix abonnés en 2018.

La commune dispose également sur son territoire d'un second réseau de chaleur, dit réseau « du Bourg », d'une longueur de 150 mètres environ, également alimenté par une chaufferie bois desservant trois logements et les locaux communaux (école, mairie, salle polyvalente), pour un total de sept abonnés en 2018.

**Tableau n° 25 : Description du réseau de Miribel-Lanchâtre**

	2015	2016	2017	2018
Nombre d'installations de production	2			
Puissance totale installée (en production) MW	0,495			
Quantité d'énergie consommée MWh	395	352	494	463
Total énergie thermique livrée MWh	273	300	331	330
Longueur totale des réseaux km	0,450			
Nombre de points de livraison	18			
Puissance totale souscrite MW	0,245 (estimée sur la base des consommations et des profils des usagers)			
Équivalents logements livrés	50			
Chiffre d'affaires global en € HT ou M€ HT	28 717 € <sup>58</sup> HT	29 292 € HT	34 125€ HT	37 853 € HT
Part fixe moyenne dans la facturation R2 en € HT	16 949 € HT	16 534 € HT	18 606€ HT	20 572 € HT
Part proportionnelle R1 en € HT	11 484 € HT	12 757 € HT	15 518€ HT	17 281 € HT
Taux réduit de TVA (oui/non)	oui			
Prix moyen global du MWh (R1 + R2) en € HT	105,19	97,64	103,10	114,70
Nombre d'abonnés	18			17

Source : métropole

#### 4.2- La performance environnementale du réseau de Miribel-Lanchâtre

Le réseau de chaleur de Miribel-Lanchâtre est de petite taille. La puissance installée est de 0,495 MW.

Il n'est donc pas concerné par les dispositions applicables aux installations classés pour la protection de l'environnement (ICPE) ni par le système d'échange de quotas d'émission de gaz à effet de serre instauré de l'Union européenne (SEQE-UE).

Ce réseau est récent et a intégré dès sa conception un haut niveau d'énergies renouvelables avec l'utilisation du bois comme combustible principal. L'exploitant du réseau de Miribel-Lanchâtre s'est engagé dans le marché d'exploitation qui le lie à la métropole à garantir un taux d'ENR&R de 80 %. Ce taux est vérifié chaque année par la métropole dans le rapport d'exploitation transmis, aux vues des consommations de bois et de fioul répertoriées. La part des énergies renouvelables dans le mix énergétique était de 95 % en 2015, 60 % en 2016 et 73 % en 2017 et 95 % en 2018. Le passage en dessous du seuil en 2016 et 2017 s'explique par un incident technique ayant entraîné une surconsommation de fioul sur saison de chauffe.

**Tableau n° 26 : Performance environnementale du réseau de Miribel-Lanchâtre**

	2015	2016	2017	2018
Bois (en tonnes)	150 à 160	80 à 85	143,75	130,5
Fioul (en litres)	2 000	14 000	13 449	2 000
Energie (en MWh)	260	300	331	330
Énergie fossile (en %) fioul	5	40	27	4,3
Biomasse (en %) bois	95	60	73	95,7
Gaz à effet de serre (GES) en tonnes	5,42	37,94	36,59	5,42
Sur la base de 0,271 tCO2/MWh pour le fioul domestique				

Source : métropole

<sup>58</sup> Montant fourni par la métropole. Le total du R1 et du R2 est 28 433 €.

S'agissant de l'information de la métropole et des usagers, l'exploitant, Eolya, effectue les relevés nécessaires à la facturation de ses prestations ainsi qu'à la facturation des abonnés et les met à disposition de la métropole tel que le prévoit l'article L. 113-3 du code de l'énergie bien que la puissance installée soit inférieure à 3,5 MW.

#### 4.3- La tarification du réseau de Miribel-Lanchâtre

Les modalités de calcul du tarif du réseau de chaleur ont été définies par la commune de Miribel-Lanchâtre lors de la mise en service du réseau et maintenus ensuite par la métropole.

Les usagers du service bénéficient d'une TVA à taux réduit (5,5 %) dans la mesure où le réseau de chaleur utilise plus de 50 % d'énergie renouvelable et de récupération.

La redevance R1 est correspond aux consommations relevées sur le compteur multipliées par 50 % du coût global de la chaleur à date de facturation (C). La redevance R2 a été fixée forfaitairement par la commune à 50 % du coût global annuel de la chaleur multiplié par la consommation prévisionnelle au compteur. La formule de calcul de prix hors taxe pour l'abonné est donc :  $\text{prix HT} = 0,5 \times C \times (\text{R1 Consommation} + \text{R2})$ .

Cette forte dépendance du R2 aux consommations, qui peuvent fortement varier, et non à une puissance souscrite, engendre un risque pour l'exploitant devant couvrir ses charges fixes. Le mode de tarification prévoit en outre une diminution de la part fixe R2 en cas de défaillance du service aux usagers. La part abonnement est ainsi réduite de 50 % si le nombre d'interruption de service de plus de 2 heures est compris entre 5 à 10 et - 100 % si le nombre d'interruption de service de plus de 2 heures est supérieur à 10.

**Tableau n° 27 : Prix moyen de la facture usager et déficit de fonctionnement**

	2015	2016	2017	2018
<b>Prix moyen facture usager en €TTC/MWh</b>	122	103	108	115
<b>Déficit de fonctionnement en €</b>	29 226	7 257	3 922	16 106

Source : rapports d'activité de la régie

Ce déficit de fonctionnement est particulièrement faible en 2016 et 2017, en raison notamment d'une mauvaise prise en compte des dépenses de personnel. En outre, le déficit de ce réseau, investissement compris, s'est établi à 25 k€ en 2018, ce qui est élevé. Le rapport d'activité gagnerait ainsi à être complété sur ce point.

#### 4.4- Les usagers du réseau de Miribel-Lanchâtre

Il n'existe pas à l'échelle du réseau de chaleur de Miribel-Lanchâtre d'association représentant les intérêts des usagers en dehors des instances consultatives présentes au niveau de la métropole. Les usagers sont consultés directement par les services de la métropole en fonction des besoins. La métropole s'est ainsi récemment rapprochée des usagers afin de partager avec eux un diagnostic sur le réseau de chaleur de Miribel-Lanchâtre et sur son avenir. A cette occasion, ils ont exprimé le souhait du maintien du réseau de chaleur.

La métropole ne dispose pas d'outils spécifiques de suivi de la satisfaction des usagers du réseau de Miribel-Lanchâtre. Les réclamations des usagers se font directement auprès des services de la métropole par courriel ou téléphone. Les éléments sur la qualité du service sont restitués par l'exploitant lors de réunions périodiques avec le technicien de la régie Réseaux de chaleur et dans le rapport d'exploitation qui est produit chaque année.

Tableau n° 28 : Qualité du service de Miribel-Lanchâtre

	2015	2016	2017	2018
Nombre de réclamations	0	0	10	5
Nombre d'incidents	0	1	10	5
Nature des incidents	/	Incident sur chaudière bois Pré-Tarachou	Rupture de fourniture suite à défaut sur la chaudière du Bourg	Rupture de fourniture suite à défaut sur la chaudière du Bourg
Nombre d'usagers affectés par une interruption du service	/	0	8	8
Durée d'interruption du service cumulée		0	40h	20h

Source : métropole

#### 4.5- Le déficit du réseau de Miribel-Lanchâtre

Le réseau de Miribel-Lanchâtre est le seul réseau de chauffage urbain déficitaire urbain de la métropole. Elle a fait procéder à un audit de ce réseau en mars 2018.

L'audit souligne que la métropole ne dispose pas de plan du réseau, elle ne peut donc pas connaître la longueur précise de celui-ci, ce qui est critiquable. La métropole a cependant indiqué en réponse à la chambre qu'elle a depuis réalisé cette cartographie. La densité du réseau de chaleur « Pré-Tarachou » est de 0,7 MWh/m<sup>59</sup> et celle du « centre bourg » est de 0,6 MWh/m<sup>60</sup>, ce qui est très faible. En dessous de 1,5 MWh/ml.an, la pertinence du réseau est discutable.

En outre, l'audit souligne que la chaudière bois Pré-Tarachou a la capacité à fournir la totalité des besoins du réseau de chaleur. Or en fonctionnement habituel, la puissance bois représente environ la moitié de la puissance appelée maximale pour ne pas se trouver en sous charge régulière et avoir un bon rendement. La chaudière bois de Miribel varie entre 30 % et 60 % de sa puissance nominale et est donc surdimensionnée. On constate ainsi une marge de développement du réseau entre 50 kW et 150 kW, représentant la desserte de sept à 20 logements supplémentaires.

Concernant le centre bourg, la chaudière bois qui l'alimente a été construite en 2000 et l'audit souligne qu'il n'y a pas de solution de secours en cas de défaillance, ce qui fragilise fortement l'exploitation. En outre, il n'y pas de mécanisme d'astreinte organisé, ce qui a pour conséquence des situations où le chauffage est éteint, à l'insatisfaction des usagers. En outre, la métropole a indiqué que le mécanisme d'astreinte prévu dans le contrat d'exploitation n'était pas respecté par l'ancien exploitant, ayant pour conséquence des situations où le chauffage était éteint, à l'insatisfaction des usagers. La métropole a indiqué avoir sanctionné l'ancien exploitant sur ce point

De plus, le prix de vente de la chaleur (104 €HT/MWh) est deux fois moins élevé que le prix de revient (220 €/HT/MWh) pour les deux réseaux, avec un écart particulièrement fort sur le R2 (125 €/HT/MWh de prix de revient et une facturation de 49 €/HT/kW). A titre de comparaison, le prix moyen de la chaleur pour les réseaux d'une densité de moins de 2 MWh/ml était de 82,2 € en 2017<sup>61</sup>. Le déficit global du réseau en 2017 était donc de 38 151 €<sup>62</sup>, soit la moitié des charges réelles (72 562 €).

<sup>59</sup> Pour une moyenne annuelle de quantité de chaleur vendue de 214 MWh/an et un réseau de 300 mètres.

<sup>60</sup> Pour une moyenne annuelle de quantité de chaleur vendue de 80 MWh à 90 MWh.

<sup>61</sup> Source : Etude AMORCE / ADEME – Enquête prix de vente de la chaleur et du froid en 2017-2019.

<sup>62</sup> Fonctionnement et investissement compris.

L'audit relève néanmoins plusieurs points positifs avec une très forte diminution des émissions de CO<sub>2</sub> permises par le chauffage urbain et des installations en bon état.

Trois scénarios ont ensuite été examinés, le premier étant le maintien du réseau avec quelques optimisations et l'installation d'une chaudière d'appoint au centre-bourg, le second envisageant le raccordement d'abonnés supplémentaires et le troisième étant le passage des deux chaufferies aux granulés de bois. Les premier et troisième scénarios permettraient d'envisager un déficit passant à 20 k€ HT/an, avec une réduction éventuelle à 15 k€/an si le prix de l'énergie augmente régulièrement. Le second scénario permettrait de le réduire à 12 k€ HT ; avec une augmentation régulière du prix de l'énergie, l'équilibre serait possible.

En conclusion, l'audit suggère de procéder à quelques améliorations techniques des installations et d'améliorer le suivi du réseau par la métropole. L'un des leviers principaux reste le raccordement de nouveaux abonnés, que la métropole a commencé à démarcher en 2019. L'audit estime que le déficit sera entre 10 k€ et 15 k€/an. Il suggère alors de constituer un fonds mutualisé à l'échelle de la régie afin de combler ce déficit, notamment par une contribution des autres réseaux rentables de la métropole. Un choix politique s'impose alors, la suppression de ce réseau laissant les usagers sans solution à court terme tandis que la mutualisation ferait peser un coût sur les abonnés des autres réseaux qui n'utilisent pas celui de Miribel.

## **5- LE RÉSEAU DE FONTAINE**

### **5.1- Historique du réseau de Fontaine**

Dans le cadre de l'opération de rénovation urbaine du quartier Bastille-Néron, la commune de Fontaine, d'une population de 22 411 habitants, a créé un réseau de chaleur collectif alimenté par une chaufferie au bois (550 kW), avec une chaufferie au gaz (700 kW) en appoint et en secours.

En raison de la présence d'un cours d'eau entre la commune de Fontaine et le réseau principal, le raccordement à ce dernier a été exclu pour éviter un surcoût important.

Par le cahier des charges de cessions de terrain de la zone d'aménagement concertée (ZAC) Bastille, la commune a pu imposer aux différents bailleurs et promoteurs un raccordement au réseau de chaleur bois. Le réseau de chaleur a ainsi été conçu pour desservir plus de 200 logements de la ZAC (locatif social, accession sociale et locatif libre) ainsi que deux bâtiments communaux existants à proximité de la ZAC (centre social et école maternelle).

La réalisation de ce nouveau réseau de chaleur a été programmée en coordination avec le phasage général des travaux de la ZAC Bastille ; la livraison des différents bâtiments s'est échelonnée de 2010 à fin 2018.

La commune de Fontaine souhaitait initialement mettre en place une délégation de service public pour la création et l'exploitation du réseau de chaleur. Cette solution présentait l'avantage de limiter l'engagement financier, technique et fonctionnel de la commune. L'appel d'offres ayant été infructueux, en raison de propositions tarifaires incompatibles avec les objectifs du projet, la réalisation du réseau de chaleur a finalement eu lieu sous maîtrise d'ouvrage publique, suivie de la création d'une régie dotée de l'autonomie financière pour la gestion du service public du réseau de chaleur bois Bastille et recourant à un contrat d'exploitation qui inclut également la fourniture du combustible bois.

Au 1<sup>er</sup> janvier 2015, Grenoble Alpes métropole a repris la gestion de ce réseau.

Tableau n° 29 : Description du réseau de Fontaine

	2015	2016	2017	2018
Nombre d'installations de production	1			
Puissance totale installée (en production) MW	1,250 (0,550 bois + 0,700 gaz)			
Quantité d'énergie consommée MWh	1 167	1 351	1 496	2 394
Total énergie thermique livrée MWh	1 093	1 261	1 294	1 737
Longueur totale des réseaux en mètres	845			
Nombre de points de livraison	12			
Puissance totale souscrite MW	0,940	1,060	1,330	1,630
Équivalents logements livrés	350			
Chiffre d'affaires global en € HT	131 011	141 250	164 487	217 801
Part fixe moyenne dans la facturation R2 en € HT	71 682	75 730	94 500	117 679
Part proportionnelle R1 en € HT	59 329	65 520	69 987	100 122
Taux réduit de TVA (oui/non)	oui			
Prix moyen global du MWh (R1 + R2) en € HT	119	112	127	125
Nombre d'abonnés	9	10	12	12

Source : métropole

## 5.2- La performance environnementale du réseau de Fontaine

Le réseau de chaleur de Fontaine est de petite taille, avec seulement 350 foyers alimentés (en équivalent logement), pour une puissance installée de 1,25 MW.

Ce réseau n'est donc pas concerné par les dispositions applicables aux installations classées pour la protection de l'environnement (ICPE) ni par le système d'échange de quotas d'émission de gaz à effet de serre instauré par l'Union européenne SEQUE-UE.

Tableau n° 30 : Performance environnementale du réseau de Fontaine

	2015	2016	2017	2018
Bois (en MWh)	878	1 036	818	255
Gaz (en MWh)	289	315	678	1 187
Energie (en MWh)	1 093	1 261	1 294	1 736
Énergie fossile (en %) <b>Gaz</b>	25	23	45	49,6
Biomasse (en %) <b>Bois</b>	75	77	55	50,4
Émissions de gaz à effet de serre (GES) en tonnes	67,63	73,71	158,65	278
	<b>Sur la base de 0,234 tCO2/MWh pour le gaz</b>			

Source : métropole

La part des énergies renouvelables dans le mix énergétique du réseau de chaleur résulte essentiellement de la disponibilité technique de la chaudière bois. Elle était de 75 % en 2015, 77 % en 2016 et de seulement 55 % en 2017 et 50 % en 2018 en raison d'une indisponibilité technique.

Le titulaire du contrat d'exploitation s'est engagé à garantir une part d'ENR&R d'au moins 60 %. En raison de la configuration du réseau, cet objectif semble peu élevé, sous l'objectif de 80 % que s'était fixé la commune de Fontaine au moment de la conception du réseau. Il n'a en outre pas été atteint en 2017 en raison d'un dimensionnement de la chaudière bois ne le permettant pas techniquement.

S'agissant de l'information de la métropole et des usagers, l'exploitant effectue les relevés nécessaires à la facturation de ses prestations ainsi qu'à celle des abonnés et les met à

disposition de la métropole, ainsi que le prévoit l'article L. 113-3 du code de l'énergie, bien que la puissance installée soit inférieure à 3,5 MW.

### 5.3- La tarification du réseau de Fontaine

Le montant de la part fixe R2 est déterminé en fonction de la puissance souscrite. La part variable de la facturation au usagers était en 2018 de 45,9 %.

**Tableau n° 31 : Prix moyen facture usager en €TTC/MWh**

2015	2016	2017	2018
126	118	135	132

Source : commune

L'étude d'opportunité réalisée par la commune de Fontaine au moment de la création du réseau de chaleur en 2010 indique un coût de l'énergie distribuée estimé à 124,70 €TTC/MWh. En 2018, le coût moyen pour l'usager était de 132 € TTC/MWh, tandis que celui du réseau principal était de 74,87 €TTC/MWh. L'étude anticipait cette augmentation, avec un coût du réseau bois dépassant légèrement 140 €TTC/MWh en 2020. Compte tenu des économies d'échelle permises par le réseau principal, ce coût semble particulièrement élevé pour Fontaine. A titre de comparaison, le prix moyen de la chaleur pour les réseaux d'une densité de moins de 2 MWh/ml était de 82,2 €HT/MWh en 2017<sup>63</sup>. Selon la métropole, ce surcoût serait compensé par le niveau de performance thermique des bâtiments raccordés. La performance économique de ce réseau reste donc à démontrer.

Conformément aux engagements de la commune de Fontaine et repris par la métropole, une baisse de l'abonnement de 7 % a été réalisée sur les tarifs en novembre 2018 et une nouvelle baisse de 7 % est entrée en vigueur en 2019.

### 5.4- Les usagers du réseau de Fontaine

Un règlement de service est fourni à chaque abonné lors de la signature initiale du contrat d'abonnement.

Il n'existe pas d'association représentant les intérêts des usagers du réseau de Fontaine, en dehors des instances consultatives de la métropole.

La métropole ne dispose pas d'outils spécifiques de suivi de la satisfaction des usagers. Les réclamations se font directement auprès des services de la métropole par courrier mail ou téléphone.

La qualité du service est rendue compte par l'exploitant lors de réunions périodiques avec le technicien de la régie réseaux de chaleur et dans son rapport annuel d'exploitation.

### 5.5- Le développement du réseau de Fontaine

Le réseau de Fontaine a fait l'objet d'une mesure de classement en 2010 rendant obligatoire le raccordement au réseau de chaleur des bâtiments de la ZAC pour une durée de 25 ans.

Le classement du réseau de chaleur de la ZAC Bastille a permis de sécuriser l'équilibre économique du projet grâce à une connaissance précise du nombre d'abonnés et d'un ajustement des installations aux besoins de production de chaleur.

<sup>63</sup> Source : Etude AMORCE / ADEME – Enquête prix de vente de la chaleur et du froid en 2017, 2019.

Quinze bâtiments ont été inclus dans le périmètre de la zone de classement et ont été raccordés entre 2010 et 2018. Avec un dernier bâtiment en 2018, le réseau a atteint sa capacité maximale.

**Tableau n° 32 : Développement du réseau de Fontaine**

	2015	2016	2017	2018
Nombre de raccordements	1	1	2	1
Nombre de dé raccordements	0	0	0	0
Implication en puissance souscrite en kW	80	120	120 + 150	300
Implication en énergie consommée en MWh	90 (moyenne)	120 (1 <sup>ère</sup> année)	120 + 250 (estimation)	500 (estimation)

Source : métropole

La densité thermique du réseau de Fontaine est de 1,5 MWh par mètre linéaire de circuit de tranchée sur une année. C'est le seuil retenu par l'ADEME pour autoriser l'attribution du Fonds chaleur. Le réseau devrait donc être étendu afin d'améliorer sa pertinence sur le long terme.

La métropole a indiqué que le réseau pourrait être étendu, sous réserve de l'installation de nouvelles chaudières ou du remplacement de la chaudière actuelle par une chaudière plus puissante, ce qui n'est pas envisagé.

## 6- LE RÉSEAU DE GIÈRES

Un nouveau réseau de chaleur a été mis en service sur la commune de Gières à l'automne 2019. Situé en centre-ville de la commune de 6 600 habitants, il est alimenté par du bois avec un appoint au gaz. Il a vocation à remplacer des installations au fioul et au gaz. Il a été décidé de ne pas raccorder le centre-ville de Gières au réseau principal en raison d'une perte thermique importante liée à une faible densité sur deux kilomètres.

### 6.1- Les caractéristiques du réseau de Gières

Il pourra produire jusqu'à 4 000 MWh de chaleur par an, soit l'équivalent de la fourniture de 500 équivalents logements. Au total, ce réseau comportera 1 100 mètres de canalisations et douze stations souterraines devant raccorder des équipements communaux ainsi qu'une copropriété et deux immeubles neufs.

Ce réseau sera mis en service progressivement, jusqu'à atteindre un « rythme de croisière » avec une fourniture de chaleur (R1) de 2 500 MWh par an, au prix de 35,44 € le MWh. Il sera alimenté à 90 % par du bois issu des forêts aux alentours de la commune et devrait permettre de réduire les émissions de CO2 de 490 tonnes par an.

### 6.2- Un marché global de performance pour le réseau de Gières

La métropole a fait le choix d'un marché global de performance<sup>64</sup>, associant conception, réalisation, exploitation et maintenance de l'ouvrage passé par une entité adjudicatrice, opérateur de réseaux dans le domaine de la production, du transport ou de la distribution de chaleur<sup>65</sup>. Le marché global du réseau de Gières a été passé selon une procédure adaptée<sup>66</sup>.

<sup>64</sup> Article 92 du décret n°2016-360 du 25 mars 2016.

<sup>65</sup> Article 12 de l'ordonnance n°2015-899 du 23 juillet 2016.

<sup>66</sup> Article 27 du décret n°2016-360 du 25 mars 2016.



Les contrats globaux de performance dérogent au principe de l'allotissement et sont directement liés à des objectifs de performance, notamment énergétique. Comme le précise l'article 34 de l'ordonnance du 23 juillet 2015 relative aux marchés publics, ces marchés peuvent être conclus « afin de remplir des objectifs chiffrés de performance définis notamment en termes de niveau d'activité, de qualité de service, d'efficacité énergétique ou d'incidence écologique. Ces marchés publics comportent des engagements de performance mesurables. ».

Les prestations telles qu'elles figurent dans l'acte d'engagement conclu en novembre 2017, sont divisées en deux parties :

La « partie A » regroupe l'ensemble des prestations de conception, construction puis exploitation et maintenance du réseau de chaleur. Parmi ces prestations, la conception fait l'objet d'un prix ferme et non actualisable (59 400 €HT) tandis que la partie réalisation fait l'objet d'un prix ferme qui pourra être actualisé (1 566 412 €) selon une formule précisée dans le CCAP. Les charges d'exploitation du service sont évaluées pour leur part à 141 312 € HT.

Les objectifs de performance sont pris en compte pour déterminer la rémunération du titulaire, celle-ci étant alors modulée à la hausse ou à la baisse en fonction de l'atteinte des objectifs pour la partie exploitation-maintenance, selon une formule précisée dans le CCAP. Ces objectifs sont précisément définis dans l'acte d'engagement, divisés en objectifs de performance énergétique, performance environnementale et qualité de service. Les modalités de mesure de l'atteinte de ces objectifs sont précisément définies et les pénalités afférentes également.

La « partie B » correspond à la conception, la réalisation, l'exploitation et la maintenance des extensions éventuelles du réseau de chaleur pendant la durée du marché. Ces prestations seront rémunérées dans le cadre d'un bordereau de prix unitaires, dont la valeur pourra être actualisée en fonction de la date de début de l'exécution des prestations.

La phase d'exploitation prévue au contrat doit débuter en septembre 2019 pour s'achever en août 2022.

**Tableau n° 33 : Les prestations du contrat global de performance**

		Montant HT en €	Montant TTC en € (TVA 5,5 %)
<b>Partie A : conception, construction, exploitation, maintenance de la chaufferie et du réseau de chaleur</b>			
Conception - réalisation	Conception	59 400 €	62 667 €
	Travaux	1 566 412 €	1 652 565 €
<b>TOTAL</b>		1 625 812 €	1 715 232 €
Exploitation	Charges variables combustibles R1 (fourniture de chaleur)	90 380 € (soit 35,44 €/MWh)	95 350 €
	Charges forfaitaires et de personnel annuelles R2 (prestations de conduite, surveillance et entretien courant)	45 792 €	48 310 €
	Charges P3 <sup>67</sup>	5 140 €	5 422 €
<b>TOTAL</b>		141 312 €	149 028 €
<b>Partie B : conception, réalisation, exploitation, maintenance d'extensions du réseau de chaleur</b>			
	Bordereau de prix unitaires	250 000 € maximum	

Source : contrat global de performance

<sup>67</sup> Rémunération des prestations du gros entretien et du renouvellement de matériel.

L'article 5 de l'ordonnance n° 2015-899 du 23 juillet 2016 énonce que « *Lorsqu'un marché public porte sur des travaux et sur des fournitures ou des services, il est un marché de travaux si son objet principal est de réaliser des travaux* ». Il ressort d'une appréciation globale du marché que la part des travaux est prédominante puisqu'elle représente à elle seule près de 80 % du coût de l'opération globale (2 191 058 €HT) hors extensions éventuelles (250 000 €HT). Le choix de la métropole de passer par une procédure adaptée est donc approprié.

Les modalités de publicité ont été adaptées en fonction des caractéristiques du marché, avec une publicité nationale au BOAMP et européenne au JOUE. Un dossier de consultation a également été remis chaque candidat.

Conformément au règlement intérieur de la commission d'appel d'offres de la métropole, le choix de l'attributaire du marché a été soumis à la commission d'appel d'offres le 10 octobre 2017 qui a émis un avis favorable pour retenir l'offre de la société Eolya, considérée économiquement comme la plus avantageuse.

Une décision du bureau métropolitain du 27 octobre 2017 a attribué le marché et autorisé le président à signer le contrat, conformément à la délibération du 24 mars 2017 concernant les délégations d'attributions du conseil métropolitain au bureau.

En termes d'exécution, le calendrier du projet a été décalé en raison de l'absence de construction neuves prévues initialement et qu'il aurait donc fallu raccorder. Les travaux de terrassement ont démarré fin 2018. Une première phase de raccordements a eu lieu au printemps 2019 pour une mise en service dès la saison de chauffe 2019. Une seconde phase de raccordements, place de la République et « Mezzo » doit avoir lieu à la fin de l'été 2020.

A l'issue de ce contrat, le 31 août 2022, la métropole envisage de reprendre ce réseau en régie directe.

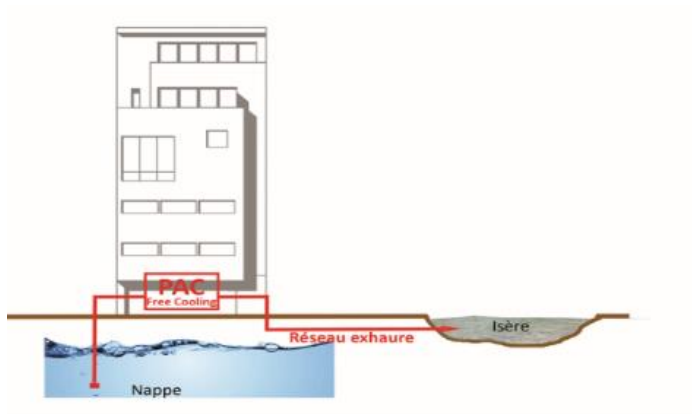
## **7- LE RÉSEAU D'EXHAURE**

La métropole dispose sur son territoire d'un réseau d'exhaure, système de pompage d'eau. En effet, située entre le Drac et l'Isère sur une superficie de 265 hectares, la presqu'île bénéficie de la présence dans son sous-sol d'une nappe phréatique abondante. Le réseau d'exhaure s'inscrit dans le cadre de la ZAC Presqu'île, projet de quartier de ville, aménagé par la société d'économie mixte InnoVia pour le compte de la commune de Grenoble.

### **7.1- Description du réseau d'exhaure**

Ce réseau énergétique, qui permet de récupérer de la chaleur ou produire du froid à destination des bâtiments de la ZAC, exploite les eaux souterraines à des fins géothermiques par un captage de la nappe alluviale. Il s'agit donc d'un système d'évacuation d'eau appauvrie en frigories ou enrichie en calories, puisant sa source dans la nappe phréatique. Les eaux sont ensuite évacuées dans deux réseaux d'exhaure métropolitain, non connectés, débouchant sur l'Isère. L'énergie géothermique est renouvelable et génère peu d'émissions de gaz à effet de serre.

## Schéma 1 : Dispositif de géothermie sur nappe avec rejets mutualisés



- ➔ **Pompe à Chaleur (PAC) sur nappe** par bâtiment pour le chauffage et l'Eau Chaude Sanitaire
- ➔ **Rafrâichissement passif** (c'est à dire sans passer par la PAC) avec simplet individuel par bâtiment
- ➔ **Réseau d'exhaure commun vers l'Isère** (rejets mutualisés, pas de réinjection dans la nappe)

Source : Schéma fourni par Grenoble-Alpes-Métropole

Le tableau ci-dessous retrace le fonctionnement de l'installation thermique en année pleine.

Tableau n° 34 : Fonctionnement du réseau d'exhaure

Période	Hivernale	Estivale	Année
Durée	Octobre à mai	Juin à septembre	12 mois
Fonctionnement	Chauffage	Rafrâichissement	Rafrâichissement et chauffage
Besoins énergétiques (kW)	6 200	9 900	9 900
Ecart thermique maximal ( $\Delta T$ )	-4	+2	-
Débit maximal (m <sup>3</sup> /h)	2 030	1 900	2 030
Débit moyen sur la période (m <sup>3</sup> /h)	530	1 530	860
Volume prélevé (m <sup>3</sup> )	3 070 000	4 470 000	7 540 000

Source : Rapport de présentation par la SEM InnoVia

Au 31 décembre 2018, 19 bâtiments étaient raccordés. Les raccordements se poursuivront jusqu'à la fin de l'aménagement de la Presqu'île en 2035 environ. Le coût de l'aménagement de 300 000 m<sup>2</sup> n'a pas été pris en charge par la métropole mais par la SEM InnoVia, pour un montant total prévu de 3,8 M€. La métropole n'est donc pas impliquée dans la réalisation et la gestion du dispositif technique de production de chaleur autrement que par la mise à disposition d'un réseau d'évacuation des eaux prélevées.

**Tableau n° 35 : Caractéristiques du réseau d'exhaure**

	2016	2017	2018	2019
Longueur totale des réseaux km	1,4			
Nombre de points de livraison	5	13	16	19
Nombre de bâtiments	5	13	16	19
Équivalents logements livrés	245	522	539	811
Chiffre d'affaires global en € HT ou M€ HT	1 471 € HT	15 193 € HT	22 970 € HT	30 051 € HT
Taux réduit de TVA	Oui			
Nombre d'abonnés	5	13	16	19

Source : métropole

A terme, environ 7 080 000 mètres cube d'eau transiteront dans le réseau annuellement, pour un débit d'environ 2030 m<sup>3</sup>/h. La métropole n'a cependant pas eu connaissance d'étude portant sur la performance économique attendue du réseau de chaleur.

## 7.2- Exploitation du réseau d'exhaure

Du fait de sa compétence, la régie réseaux de chaleur de Grenoble-Alpes Métropole a vocation à devenir le service gestionnaire de ce réseau énergétique. L'accès au réseau d'exhaure fait l'objet d'une convention de raccordement et d'abonnement entre la métropole et chaque établissement définissant les prescriptions techniques des rejets au réseau public d'exhaure et les conditions financières du raccordement. La métropole gère donc le tuyau commun, dont elle facture l'utilisation aux usagers. La métropole gère aussi la facturation aux usagers en ce qui concerne la maintenance et le renouvellement de l'ouvrage, qui devrait avoir lieu vers 2070.

La régie « réseaux de chaleur » a confié pour dix ans, par convention en date du 15 février 2018, approuvée par délibération du 9 février 2018, la surveillance et l'exploitation du réseau d'exhaure à la régie « eau et assainissement » de la métropole. Cette convention prévoit que l'exploitant, soit la régie assainissement, sera rémunéré sur la base du temps de travail effectué au cours de l'année précédente par le gestionnaire, soit la régie réseau de chaleur, pour un montant annuel maximal de 20 000 €. Les dépenses liées à l'exploitation par la régie assainissement étaient de 2 856,87 € en 2018.

L'article 3 de cette convention précise que « *l'exploitant déclare prendre la responsabilité des installations à partir de la prise en exploitation, et suite à la remise des ouvrages par la SEM InnoVia* ». Le procès-verbal de remise d'ouvrage à titre gracieux par la SEM InnoVia n'a cependant pas encore été élaboré bien que ce réseau soit d'ores et déjà mis en exploitation. Dès lors, la métropole gère un réseau qui ne lui a pas été rétrocédé, au motif que la DREAL doit délivrer un arrêté d'exploitation global pour l'ensemble de la ZAC, soit à la fin des travaux.

Un arrêté préfectoral du 12 septembre 2016 autorise l'ouverture de travaux et l'exploitation du gîte géothermique basse température sur la ZAC. Or ce permis d'exploitation a été délivré à la SEM InnoVia, et non à la métropole.

Cette situation révèle un manque de préparation en amont de la métropole, qui aurait pu prévoir un montage juridique de réception par tranches des installations. En outre, cet arrêté d'exploitation aura pour conséquence de rendre la métropole garante vis-à-vis de la DREAL de la température de rejet et du niveau de débit dans l'Isère<sup>68</sup>, ce qui n'est pas le cas actuellement. L'exploitation par la métropole est non seulement juridiquement irrégulière mais aussi risquée, car mise en œuvre avant l'expression de toute réserve lors de la réception des ouvrages. La métropole, la SEM InnoVia, la commune de Grenoble et la DREAL devraient

<sup>68</sup> Cette température devra toujours être inférieure à 18,5°C, conformément à l'article 3 de l'arrêté d'autorisation du 12 septembre 2016.

donc se réunir afin d'arrêter une solution à ce problème, qui ne peut perdurer jusqu'à la fin des raccordements prévue en 2035. En réponse à la chambre, la DREAL et la commune de Grenoble ont indiqué être conscients de l'urgence de cette régularisation, et avoir entrepris des échanges avec la métropole et la SEM Innovia pour procéder à la demande de mutation du permis d'exploitation.

**Recommandation n° 4 : régulariser à très court terme les conditions d'exploitation du réseau d'exhaure avec la SEM InnoVia.**



Les publications de la chambre régionale des comptes  
Auvergne-Rhône-Alpes  
sont disponibles sur le site internet des juridictions financières :  
<https://www.ccomptes.fr>

**Chambre régionale des comptes**  
**Auvergne-Rhône-Alpes**  
124-126 boulevard Vivier Merle CS 23624  
69503 Lyon Cedex 03

[auvergnerrhonealpes@crtc.ccomptes.fr](mailto:auvergnerrhonealpes@crtc.ccomptes.fr)