



**RAPPORT D'OBSERVATIONS DÉFINITIVES  
ET SA RÉPONSE**

**VILLE DE PARIS**  
**LA POLITIQUE DE CHAUFFAGE URBAIN DE LA**  
**VILLE DE PARIS A TRAVERS SES RELATIONS**  
**AVEC LA COMPAGNIE PARISIENNE DE**  
**CHAUFFAGE URBAIN (CPCU) – CAHIER N° 3**

(75)

Exercices 2012 et suivants

Observations  
délibérées le 29 juillet 2019



## TABLE DES MATIÈRES

<b>SYNTHÈSE.....</b>	<b>6</b>
<b>RAPPEL(S) AU DROIT ET RECOMMANDATIONS.....</b>	<b>10</b>
<b>OBSERVATIONS .....</b>	<b>12</b>
<b>1 RAPPEL DE LA PROCÉDURE .....</b>	<b>12</b>
<b>2 SUIVI DES OBSERVATIONS ANTÉRIEURES .....</b>	<b>12</b>
<b>3 UN MONOPOLE DE FAIT SUR LA PRODUCTION ET LA DISTRIBUTION DE CHALEUR.....</b>	<b>13</b>
3.1 Une compétence optionnelle comportant deux composantes.....	13
3.1.1 Les deux composantes de la compétence de la Ville.....	13
3.1.2 Une compétence optionnelle .....	13
3.2 L'exercice ancien et revendiqué de la compétence de distribution de chaleur .....	14
3.2.1 Une concession circonscrite à la distribution de chaleur.....	14
3.2.2 Une dévolution patrimoniale formalisée par le contrat de concession .....	15
3.2.3 Une exclusion aménagée du patrimoine productif .....	16
3.2.4 Des unités de production inégalement mobilisées et au statut toujours incertain.....	17
3.2.5 L'importante créance de restitution liée à la dévolution du réseau de distribution .....	18
3.3 L'exercice plus récent d'une compétence de production de chaleur.....	20
3.4 La segmentation traditionnelle des activités de distribution d'énergie .....	20
3.5 L'originalité des systèmes de distribution d'énergie thermique .....	21
3.6 Le monopole de fait de la CPCU sur le chauffage urbain parisien .....	21
<b>4 UN MONOPOLE DE FAIT À LA RÉGULATION PERFECTIBLE .....</b>	<b>22</b>
4.1 Une double régulation par un tarif maximal autorisé et un prix de cession interne.....	22
4.2 Une régulation au profit de l'usager limitée à un tarif maximal autorisé (TMA).....	22
4.2.1 L'absence de détermination de la grille des tarifs dans la convention .....	22
4.2.2 L'exclusion d'une part significative des usagers de la protection du TMA .....	23
4.2.3 La suppression des syndicats comme bénéficiaires des tarifs « grands comptes » .....	24
4.3 Une régulation extra-contractuelle au profit de l'opérateur par un prix de cession interne .....	25
4.3.1 Une hypothèse initiale d'équivalence volontariste.....	25
4.3.2 Une charge d'approvisionnement utilisée comme variable d'ajustement .....	27
4.3.3 Une actualisation ultérieure de la charge de l'année 2000 .....	27
4.3.4 Une actualisation critiquable .....	28
<b>5 UNE ÉCONOMIE DU CHAUFFAGE URBAIN FRAGILE.....</b>	<b>29</b>
5.1 Une rentabilité économique préservée .....	29
5.2 Une compétitivité fragilisée et une structure tarifaire atypique .....	30
5.2.1 Une structure tarifaire atypique .....	30
5.2.2 Une augmentation des tarifs appliqués aux usagers qui a permis de préserver les marges de la CPCU.....	30
5.2.3 Une baisse de la TVA neutralisée par une hausse des tarifs.....	31

5.2.4	Une compétitivité tarifaire en retrait des autres réseaux de chaleur .....	32
5.2.5	Une compétitivité tarifaire menacée par l'évolution du prix du gaz .....	33
<b>6</b>	<b>UNE FRAGILITÉ ACCENTUÉE PAR DES CHOCS DE COÛTS .....</b>	<b>34</b>
6.1	La prédominance de coûts d'approvisionnement principalement variables .....	34
6.2	Des coûts variables d'approvisionnement objets de multiples chocs.....	35
6.2.1	Un approvisionnement en chaleur auprès du Syctom devenu moins avantageux .....	35
6.2.2	Des coûts variables de production de chaleur, objets d'un triple choc.....	36
6.3	Des coûts fixes d'approvisionnement liés à l'importance de l'actif de production mobilisé.....	38
6.3.1	Une part importante des coûts fixes totaux de la concession .....	38
6.3.2	La mobilisation d'un important actif de production .....	38
6.4	Des coûts de distribution exclusivement fixes soumis aux fluctuations des provisions .....	41
6.4.1	Des coûts de distribution exclusivement fixes.....	41
6.4.2	Le préfinancement d'un double dispositif de fiabilisation du réseau .....	41
6.4.3	La provision pour risques de réparation des retours d'eau .....	43
6.4.4	Une attribution du reliquat à l'échéance du contrat à préciser .....	44
6.4.5	La provision pour charges de renouvellement des retours d'eau.....	45
6.4.6	Les enjeux du caractère « modernisant » des renouvellements .....	46
6.4.7	Une trajectoire de préfinancement des obligations contractuelles à mieux documenter .....	47
<b>7</b>	<b>UNE COMMUNICATION FINANCIÈRE À DÉVELOPPER.....</b>	<b>48</b>
7.1	Les obligations règlementaires.....	48
7.2	Les stipulations contractuelles .....	49
7.3	Un rapport annuel du délégataire à compléter .....	50
7.4	Un tableau de bord à améliorer .....	51
7.5	Une comptabilisation des engagements de retraite dépourvue d'effet patrimonial .....	51
7.6	Une information perfectible des engagements liant la CPCU et la Ville de Paris .....	52
7.6.1	Le rapport spécial des commissaires aux comptes devrait faire état de la convention avec la Ville de Paris .....	52
7.6.2	Les indemnités de fin de concession devraient figurer dans les engagements hors bilan de la CPCU.....	53
7.7	Une valorisation des actifs spécifiques à préciser .....	54
<b>8</b>	<b>LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUE INVITE À REDÉFINIR LA PLACE DE LA CPCU DANS LA POLITIQUE PARISIENNE.....</b>	<b>55</b>
8.1	Les outils de la déclinaison des objectifs nationaux à l'échelon local .....	55
8.1.1	Les outils régionaux .....	55
8.1.2	Les outils métropolitains et communaux.....	55
8.1.3	Le déploiement des outils de programmation.....	56
8.2	Les stratégies en partie différentes de Paris et de la Métropole en matière de transition énergétique .....	57
8.2.1	Des objectifs voisins de réduction des émissions de gaz à effets de serre mais des objectifs distincts de diminution de l'empreinte carbone.....	57
8.2.2	Une évolution différente de la contribution attendue des réseaux de chaleur .....	58
8.3	Des stratégies susceptibles d'altérer la soutenabilité du modèle économique de la CPCU .....	59
8.3.1	La soutenabilité des objectifs parisiens de diminution de consommation de chaleur .....	59
8.3.2	La soutenabilité tarifaire du verdissement du « mix » énergétique .....	61
8.3.3	L'articulation des stratégies parisienne et métropolitaine .....	61

<b>9 UN AUDIT AMBITIEUX NÉCESSAIRE A LA PRÉPARATION DES PROCHAINES ÉCHÉANCES .....</b>	<b>63</b>
9.1 L'objet du marché .....	63
9.2 Les prestations attendues.....	64
9.3 Conclusion .....	64
<b>ANNEXES.....</b>	<b>65</b>

## SYNTHÈSE

*Chaque paragraphe est numéroté en continu dans la marge de gauche afin de faciliter la rédaction des réponses aux observations.*

### **Une concession attribuée par la Ville de Paris dont l'objet est limité à la distribution de chaleur**

- (i) Depuis 1927, la Compagnie parisienne de chauffage urbain (CPCU) est titulaire d'une concession attribuée par la Ville de Paris pour assurer la distribution de la chaleur sur le territoire parisien mais non sa production que la société continue d'assurer pour son propre compte. Même si les collectivités territoriales peuvent instituer un service public de production d'énergie calorifique en vue d'alimenter un réseau de distribution de chaleur, tel n'a pas été le choix de la Ville de Paris qui, jusqu'à une date récente, n'a exercé qu'une partie de la compétence de chauffage urbain, celle liée à la distribution de chaleur. L'échéance de cette concession, plusieurs fois reconduite, devrait intervenir en 2024.

### **Un monopole de fait sur l'approvisionnement et la distribution de chaleur dont la régulation paraît perfectible**

- (ii) La CPCU est une société anonyme d'économie mixte au caractère original. Filiale du groupe Engie, aux actions cotées sur les marchés financiers jusqu'en 2017, la Ville de Paris en est un actionnaire minoritaire.
- (iii) Opérateur intégré de chauffage urbain, la CPCU a développé ses propres unités de production qui fournissent environ 45 % de la chaleur qu'elle distribue. Elle achète le complément au Syctom, pour 45 %, et à sa filiale Coge Vitry pour 10 %. Plus récemment, elle a procédé à des achats de chaleur d'origine géothermique à la société Eau de Paris
- (iv) À la différence de la distribution du gaz et de l'électricité, la réglementation n'organise pas, pour la distribution d'énergie thermique, une distinction entre des activités régulées (transport et distribution) et des activités concurrentielles (production en amont et commercialisation en aval), motivée par le coût exorbitant qu'entraînerait la duplication de réseaux. La société dispose donc à ce jour d'un monopole de fait sur les activités d'approvisionnement et de distribution de chaleur à Paris.
- (v) Ce monopole fait l'objet d'un double dispositif de régulation à travers l'instauration d'un tunnel tarifaire.
- (vi) D'une part, un tarif maximal autorisé, défini dans la convention, vise à protéger l'abonné de prix excessifs. Cependant, contrairement aux prescriptions légales, le contrat de concession ne détermine toujours pas la grille des tarifs applicables aux abonnés, au-delà de la fixation du tarif maximal autorisé, rarement atteint.

- (vii) D'autre part, la CPCU a l'obligation de produire de façon distincte, dans des états financiers spécifiques, des comptes de la concession parisienne retraçant la totalité des opérations afférentes à l'exécution de la délégation de service public (DSP) de distribution. Elle doit donc être en mesure de distinguer au sein de ses comptes sociaux ce qui participe de l'approvisionnement et ce qui participe de la distribution, et, au sein de la distribution, ce qui participe plus particulièrement de la concession parisienne.
- (viii) Les modalités de cette distinction (clés de répartition, prix de cession interne), qui sont nécessaires à la production du compte propre à la concession, n'ont pas été définies dans le contrat de concession. Aussi, de façon extracontractuelle, la CPCU a-t-elle appliqué un prix de cession interne de la chaleur, assorti d'une marge, établi à partir d'un prix de référence de l'année 2000 actualisé.
- (ix) Les règles de construction de cette référence visaient notamment à garantir une même rentabilité économique et une profitabilité d'exploitation équivalentes pour la concession parisienne de distribution et pour l'activité non concédée d'approvisionnement en chaleur.
- (x) Cependant, les modalités d'actualisation du prix de cession interne de l'année 2000 l'ont éloigné de ses objectifs initiaux. Les rentabilités des deux activités ne sont plus toujours équivalentes.
- (xi) De surcroît, les règles retenues pour le calcul dudit prix de référence apparaissent doublement fragiles.
- (xii) D'une part, si la facturation interne à la concession d'un coût du capital économique mobilisé par l'activité d'approvisionnement n'appelle pas d'observation, l'objectif retenu supposait que le risque attaché aux deux activités, concédée sur une longue période pour l'une (la distribution) et non concédée pour l'autre (l'approvisionnement), soit similaire. Or, ces activités présentent a priori des profils de risques bien distincts susceptibles de conduire à une rentabilité des actifs mobilisés différente.
- (xiii) Selon la CPCU, la règle d'équivalence se justifiait par l'importance du pouvoir de contrôle qu'exerce, de fait, le concédant parisien, sur l'activité d'approvisionnement de la CPCU. L'objectif originel de rentabilité pouvait donc être similaire à celui d'une concession d'approvisionnement et de distribution, plutôt qu'à celui d'une simple concession de distribution.
- (xiv) D'autre part, et surtout, la chambre observe que l'approvisionnement comprend, presque pour moitié de la chaleur livrée, une activité de négoce de vapeur auprès du Sycotm. La revente de cette chaleur à la concession dégage un résultat sans mobiliser de capital.
- (xv) Le respect de l'objectif de rentabilité de l'ensemble de l'activité d'approvisionnement suppose donc implicitement une rentabilité économique de l'activité de production propre à la CPCU très inférieure à celle de son activité de distribution.
- (xvi) Les analyses et les conclusions du rapport d'audit<sup>1</sup> diligenté par la Ville, tel que récemment communiqué à la chambre, rejoignent cette analyse.

<sup>1</sup> Rapport d'audit de février 2019 p. 26, « Mission d'audit et de conseil économique et comptable de la concession de distribution du chauffage urbain à Paris »

- (xvii) Le rapport observe qu'en 2017 le prix de cession interne refacturé à la concession soit 46,7 €/MWh est construit à partir de deux prix de revient très différents : le prix de revient de la chaleur produite en propre par les usines de la CPCU (coût de mobilisation du capital inclus) évalué à 76 € HT/MWh, et le prix de revient de la chaleur acquise auprès du Syctom, évalué à 25,3 € par MWh.
- (xviii) Le rapport préconise de n'appliquer le prix de cession interne qu'à la seule production interne de la CPCU, l'achat d'énergies prêtes à l'emploi issue de sources externes (Syctom) étant directement rattaché à l'activité de distribution.
- (xix) La Ville a précisé qu'une nouvelle méthode de calcul du prix de cession interne serait mise en place pour l'établissement des comptes de la concession de l'exercice 2020.

### **Des coûts d'approvisionnement qui se sont alourdis**

- (xx) Le prix de revient de la chaleur distribuée est constitué pour environ 75 % par des coûts d'approvisionnement et pour 25 % par des coûts de distribution.
- (xxi) Les coûts d'approvisionnement sont eux-mêmes constitués pour 70 % de coûts variables et pour 30 % de coûts fixes. Depuis 2012 les coûts variables ont augmenté de 35 % en raison des effets défavorables de la renégociation<sup>2</sup> du prix du Syctom, de l'échéance des contrats d'obligation d'achat par EDF, de la politique prudente de couverture du prix d'achat du gaz et de l'introduction de biocombustibles dans le « mix » énergétique en 2016. Cette dernière, si elle a permis de bénéficier d'un taux réduit de TVA, a été réalisée à un coût égal au double de celui des autres combustibles
- (xxii) Les coûts fixes d'approvisionnement, alourdis par l'importance de l'actif de production à mobiliser pour approvisionner un réseau à faible inertie thermique<sup>3</sup>, et par les récents investissements de verdissement du « mix » énergétique, apparaissent élevés.
- (xxiii) Les coûts de distribution sont uniquement fixes. Ils se caractérisent par l'importance et la fluctuation du dispositif de préfinancement de la remise en état des canalisations de retours d'eau. Toutefois, il n'est pas établi à ce stade que les provisions comptabilisées suffisent à financer les travaux à réaliser jusqu'à l'échéance de la concession.

### **Une rentabilité de la concession préservée par l'augmentation des tarifs mais au détriment de la compétitivité**

- (xxiv) Entre 2012 et 2016, l'impact sur les comptes de la CPCU de l'augmentation du prix de revient global de production et de distribution de la chaleur a été compensé par le relèvement des tarifs appliqués aux usagers. Pour ces derniers, l'effet des hausses tarifaires a été atténué par la diminution de la TVA autorisée par le franchissement du seuil de 50 % d'énergies renouvelables dans le « mix » énergétique.
- (xxv) Cependant, ces augmentations tarifaires ont fragilisé la compétitivité du réseau de chaleur, dont le prix moyen<sup>4</sup> dépassait de 15 % en 2015 celui de la moyenne des réseaux de chaleur.

<sup>2</sup> Avec une augmentation tarifaire de 40%

<sup>3</sup> Le réseau de distribution de la CPCU distribue la chaleur principalement sous la forme de vapeur, et non sous la forme d'eau chaude.

<sup>4</sup> De 79 € HT/MWh en 2015

- (xxvi) De plus, les modalités de leur compensation ont été contestées par les abonnés au regard des stipulations des articles 13 bis et 13 ter de la convention de concession et de l'interprétation des engagements formulés par le concédant.
- (xxvii) Surtout, d'autres modes de chauffage, comme le gaz dont le faible prix est soutenu par le développement du gaz de schiste, pourraient remettre en question le modèle économique moins carboné de la concession, sauf à disposer d'une contribution climat énergie (la taxe carbone) suffisamment importante ou à renoncer aux souhaits du groupe Engie d'une amélioration du retour sur les capitaux investis.
- (xxviii) Au regard des cours du gaz, la société évaluait en 2017 à environ 30 % son déficit de compétitivité par rapport à l'usage de cette énergie.

### **Une place de la CPCU à redéfinir dans le cadre de la transition énergétique**

- (xxix) A l'instar des objectifs de la loi de transition énergétique de 2015 et du plan climat national de 2017, le plan climat air énergie territorial (PCAET) de la Ville adopté en mars 2018 par le Conseil de Paris et le projet de plan climat air énergie de la Métropole (PCAEM), adopté en décembre 2017, sont volontaristes. Ils ont tous deux pour ambition de réduire de façon importante les consommations de chauffage des bâtiments et, pour le plan parisien, de viser la neutralité de l'empreinte carbone des parisiens en 2050. Cette ambition s'accompagne cependant d'une évolution très différente dans les deux plans de la structure prévisionnelle du « mix » énergétique de leur territoire.
- (xxx) Pour la Métropole, il s'agit, dans le cadre d'une diminution de 30 % des consommations énergétiques, de doubler les volumes livrés par les réseaux de chaleur entre 2012 et 2030, la part de l'électricité demeurant stable à 40 % et celle du gaz diminuant de 42 % à 18 %.
- (xxxi) A l'inverse, pour la Ville de Paris, il s'agit de diminuer de 30 %, les volumes livrés par le réseau de chaleur entre 2014 et 2030, les parts relatives de l'électricité et du gaz augmentant quant à elles de 30 %. La soutenabilité de l'amortissement des importants coûts fixes du réseau de chaleur parisien pourrait en être significativement affectée, sauf à opérer des changements structurels à l'image, par exemple, de l'utilisation croissante des boucles d'eau chaude dans les quartiers rénovés
- (xxxii) Sans remettre en cause la pertinence ou la cohérence des objectifs respectifs de la Ville de Paris et la Métropole du Grand Paris, la chambre estime que leur complémentarité pourrait passer par une mutualisation accrue de certaines unités de production de Paris et des communes de la petite couronne. Une telle évolution conduirait à s'interroger sur l'organisation actuelle caractérisée par l'intégration au sein d'une structure juridique unique de la production et de la distribution parisienne de chaleur.
- (xxxiii) Les audits en cours devront préciser les scénarios envisageables.

## RAPPEL(S) AU DROIT ET RECOMMANDATIONS

*Au terme de ses travaux, la chambre adresse les recommandations reprises dans la présente section.*

### **Les recommandations qui suivent sont des rappels au droit :**

---

Rappel au droit n° 1 : Fixer dans la convention de concession parisienne la grille des tarifs applicables aux usagers et les mécanismes d'évolution de cette grille. 23

---

### **Les autres recommandations adressées par la chambre sont les suivantes :**

---

- Recommandation n° 1 : Obtenir du concessionnaire une estimation de la valeur vénale des terrains constitutifs de biens de reprise. .... 18
- Recommandation n° 2 : Préciser par avenant au contrat de concession le statut des compteurs au regard de leur caractère nécessaire au service concédé..... 20
- Recommandation n° 3 : Retirer l'ensemble des syndics de copropriété de la liste des grands comptes ..... 25
- Recommandation n° 4 : Revoir le mode d'établissement du prix de cession interne..... 29
- Recommandation n° 5 : Préciser dans le contrat de concession l'attribution du reliquat des provisions pour risques et des provisions pour charges de renouvellement des retours d'eau..... 45
- Recommandation n° 6 : Établir une programmation indicative de renouvellement des retours d'eau jusqu'à l'échéance de la concession..... 46
- Recommandation n° 7 : Documenter la trajectoire de préfinancement des obligations contractuelles de restitution d'un réseau en état normal de fonctionnement..... 48
- Recommandation n° 8 : Faire préciser le coût estimé des engagements de retraite dans le rapport annuel du délégataire. Définir avec le concédant les modalités de reprise d'une partie de ces engagements par la Ville à l'échéance de la concession..... 52
- Recommandation n° 9 : Faire inscrire les indemnités de fin de concession dans les engagements hors bilan des comptes de la CPCU soumis à la certification des commissaires aux comptes. .... 54
- Recommandation n° 10 : Inscrire les indemnités de fin de concession dans les engagements hors bilan des comptes de la Ville de Paris..... 54

- Recommandation n° 11 : Prendre en compte les effets du futur schéma directeur des réseaux de chaleur dans la valorisation des unités de production à l'échéance de la concession. .... 55
- Recommandation n° 12 : Documenter la soutenabilité pour la CPCU des scénarios d'évolution de la consommation de chaleur retenus par la Ville de Paris et par la Métropole. .... 62
-

*« La société a le droit de demander compte à tout agent public de son administration »  
Article 15 de la Déclaration des Droits de l'Homme et du Citoyen*

## OBSERVATIONS

### 1 RAPPEL DE LA PROCÉDURE

La chambre régionale des comptes d'Île-de-France a procédé, dans le cadre de son programme de travail de 2017, au contrôle de la Ville de Paris, pour les exercices 2012 et suivants. Ce contrôle a porté sur la gestion et les comptes de la politique de chauffage urbain de la Ville de Paris à travers ses relations avec la CPCU.

Les différentes étapes de la procédure, notamment au titre de la contradiction avec l'ordonnateur, telles qu'elles ont été définies par le code des juridictions financières et précisées par le recueil des normes professionnelles des chambres régionales et territoriales des comptes, sont présentées en annexe n° 1.

Ont participé au délibéré sur le rapport d'observations définitives, qui s'est tenu le lundi 29 juillet 2019 sous la présidence de M. Christian Martin, président, MM Alain Stéphan et Christophe Royer, présidents de section, Mme Pelletier, première conseillère, MM Bruno Sentenac, Patrice Adment, Philippe Grenier, Zian Roch, premiers conseillers,

Ont été entendus :

- en son rapport M. Paul Prigent, premier conseiller;
- en ses conclusions, sans avoir pris part au délibéré, le procureur financier.

La réponse de la Ville de Paris au rapport d'observations définitives, qui lui a été adressé le 1<sup>er</sup> août 2019, a été reçue par la chambre le 11 octobre 2019. Cette réponse est jointe en annexe au présent rapport.

### 2 SUIVI DES OBSERVATIONS ANTÉRIEURES

L'examen de la gestion de la délégation de service public (DSP) de chauffage urbain par la Ville de Paris a fait l'objet de deux contrôles antérieurs par la chambre. Le premier, notifié le 8 février 2006, concernait les exercices 2001 et suivants. Ses conclusions ont fait l'objet d'une insertion au rapport public annuel de la Cour des comptes de 2009. Le second, notifié le 6 avril 2012 concernait les exercices 2008 à 2012, aux fins d'effectuer un suivi de la mise en œuvre des recommandations du contrôle précédent.

Ces recommandations concernaient les points suivants : (a) la détermination des tarifs applicables aux usagers des services ; (b) le contrôle de la concession ; (c) l'information des usagers.

En ce qui concerne la détermination des tarifs applicables, les précédentes recommandations avaient invité la Ville à : (a) fixer dans la convention la grille des tarifs applicable aux usagers, au-delà de la fixation d'un prix plafond dénommé tarif maximum autorisé (TMA); (b) supprimer des bénéficiaires des tarifs grands comptes les syndics de copropriété dès lors que cette seule qualité ne suffit pas à les différencier des autres usagers du service.

La chambre observait dans son rapport de 2013 que ces deux recommandations n'avaient pas été mises en œuvre. La situation demeure à ce jour inchangée (cf. infra).

En ce qui concerne le contrôle de la concession et l'information des usagers, la chambre observait dans son rapport de 2013 que l'ensemble de ses recommandations avaient été suivies d'effets à l'exception de la réalisation d'un audit des comptes de la délégation, pourtant annoncé par la Ville à l'issue du précédent contrôle mais jamais effectué.

Dans sa réponse au rapport d'observations définitives, la Ville observait que la direction des finances et la direction de la voirie et des déplacements effectuaient conjointement un contrôle annuel des comptes de la délégation fondée sur le compte rendu d'activité de la concession.

La Ville précisait qu'elle allait programmer un audit comptable et financier de la concession de chauffage urbain en 2015, afin de vérifier de façon plus exhaustive « la fiabilité des comptes transmis par le délégataire ». Cet audit a finalement été diligenté en 2018 comme il est développé infra. Ses conclusions, établies en février 2019, ont été communiquées à la chambre en juillet 2019.

### 3 UN MONOPOLE DE FAIT SUR LA PRODUCTION ET LA DISTRIBUTION DE CHALEUR

#### 3.1 Une compétence optionnelle comportant deux composantes

##### 3.1.1 Les deux composantes de la compétence de la Ville

L'arrêté du 17 janvier 2012 relatif aux définitions de la directive 2009/28/CE du Parlement européen et du Conseil du 23 avril 2009 relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables définit comme suit les notions de système de chauffage urbain et de réseau de chaleur : « *les systèmes de chauffage urbains ou systèmes de refroidissement urbains correspondent à la distribution d'énergie thermique sous forme de vapeur, d'eau chaude ou de fluides réfrigérants, à partir d'une installation centrale de production et à travers un réseau vers plusieurs bâtiments ou sites, pour le chauffage ou le refroidissement de locaux ou pour le chauffage ou le refroidissement industriel.* »

Aux termes de cette définition, les systèmes de chauffage urbain présentent donc deux composantes distinctes : la ou les installations centrales de production, d'une part, et le réseau de distribution de chaleur<sup>5</sup>, d'autre part.

##### 3.1.2 Une compétence optionnelle

En ce qui concerne la production de chaleur, la compétence des collectivités territoriales a été consacrée par l'article 3 de la loi n° 80-531 du 15 juillet 1980 relative aux économies d'énergie et à l'utilisation de la chaleur qui précise que : « *Sont exclus de la nationalisation ...les installations réalisées ou à réaliser sous l'autorité des collectivités locales ou des établissements publics ou de leurs groupements, en vue d'alimenter un réseau de chaleur... L'initiative de la création de ces installations revient aux collectivités locales intéressées.* ».

---

<sup>5</sup> Un réseau de chaleur est un système de distribution de chaleur produite de façon centralisée, permettant de desservir plusieurs usagers. Il comprend une ou plusieurs unités de production de chaleur, un réseau de distribution primaire dans lequel la chaleur est transportée par un fluide caloporteur (eau ou vapeur d'eau), et un ensemble de sous-stations d'échange, à partir desquelles les bâtiments sont desservis par un réseau de distribution secondaire.

Le réseau de distribution de chaleur est privé si son propriétaire est de statut privé<sup>6</sup>. Si le propriétaire est de statut public<sup>7</sup>, il s'agit d'une distribution publique de chaleur. Le propriétaire est alors dénommé « *autorité organisatrice* ».

Comme le consacre le nouvel article L. 2224-38 du CGCT, « les communes sont compétentes en matière de création et d'exploitation d'un réseau public de chaleur ou de froid. Cette activité constitue un service public industriel et commercial (...). Cette compétence peut être transférée par la commune à un établissement public dont elle fait partie ».

L'article L. 5217-2 du même code prévoit habituellement le transfert de plein droit de cette compétence aux métropoles: « les métropoles exerce de plein droit, en lieu et place des communes membres, les compétences suivantes : Élaboration et adoption du plan climat-air-énergie territorial en application de l'article L. 229-26 du code de l'environnement (...), création, aménagement, entretien et gestion de réseaux de chaleur ou de froid urbains »

Cependant ce transfert demeure facultatif au sein de la métropole du Grand Paris qui dispose de sa propre compétence d'élaboration d'un plan climat-air-énergie territorial métropolitain et d'un schéma directeur des réseaux de distribution d'énergie métropolitains

Ainsi, aux termes des dispositions de l'article 5 219-1 du CGCT<sup>8</sup>, la métropole du Grand Paris exerce notamment les compétences suivantes : « *Élaboration et adoption du plan climat-air-énergie territorial ... la métropole du Grand Paris est chargée de la mise en cohérence des réseaux de distribution d'électricité, de gaz, de chaleur et de froid. Elle établit, en concertation avec les autorités compétentes intéressées, un schéma directeur des réseaux de distribution d'énergie métropolitains qui a pour objectif de veiller à leur complémentarité, notamment pour l'application de l'article L. 712-2 du code de l'énergie. Ce schéma est élaboré en tenant compte des programmes prévisionnels des réseaux de distribution d'électricité et de gaz mentionnés au troisième alinéa du I de l'article L. 2224-31 du présent code, ainsi que des schémas directeurs de développement des réseaux publics de chaleur ou de froid.* »

La Ville de Paris pouvait donc instituer un service public de production d'énergie calorifique en vue d'alimenter un réseau de distribution de chaleur,

Cependant, tel n'a pas été son choix, au moins jusqu'à une période récente.

## **3.2 L'exercice ancien et revendiqué de la compétence de distribution de chaleur**

### **3.2.1 Une concession circonscrite à la distribution de chaleur**

Le 10 décembre 1927, la Ville de Paris a attribué à la Compagnie générale française de chauffage urbain (CGFU) une concession « *aux fins d'établir, de conserver et d'entretenir, sur ou sous les voies publiques comprises dans les limites du territoire de la Ville de Paris* » les canalisations et installations accessoires nécessaires à la distribution de chaleur par la vapeur et l'eau chaude dans Paris intra-muros. Elle s'est alors engagée à constituer dans un délai de six mois une société spécifique, la CPCU, qui se substituerait à ses droits et obligations contractuelles<sup>9</sup>.

Lors de sa création, la CPCU s'est ainsi vue attribuer, à travers une délégation de service public de la Ville de Paris, un droit exclusif pour assurer la distribution de chaleur (mais non sa production) sur le territoire parisien.

<sup>6</sup> Société immobilière, copropriété, entreprise, organisme HLM à statut privé.

<sup>7</sup> État, commune, groupement de communes, syndicat mixte, office HLM municipal ou départemental, OPAC, etc.

<sup>8</sup> Issu de la loi n° 2015-991 du 7 août 2015 portant nouvelle organisation territoriale de la République.

<sup>9</sup> Article 2 du traité de concession.

D'une durée initiale de 40 ans<sup>10</sup>, la concession a été prorogée successivement pour une période de 20 ans jusqu'au 31 décembre 1988 par l'avenant 4 du 27 janvier 1954, puis de 30 ans jusqu'au 31 décembre 2017 par l'avenant 5 du 31 mars 1983 et enfin de 7 ans jusqu'au 31 décembre 2024 par l'avenant n° 9 du 7 avril 2009.

L'objet de la concession attribuée par la Ville de Paris, formulé initialement comme « *visant à établir et à entretenir les canalisations nécessaires à la distribution de chaleur dans Paris intra-muros* », a été complété, au fil des années de vie de ce cadre contractuel de près de 90 années, par des reformulations plus globales.

Aux termes de l'avenant n°5<sup>11</sup> du 31 mars 1983, l'objet du contrat consiste dans : « *la distribution de chaleur pour tout usage par la vapeur ou l'eau chaude sur le territoire de la Ville de Paris* ». Aux termes de l'avenant n° 9 du 7 avril 2009, il s'agit « *d'assurer sur le territoire de la Ville de Paris le service public de distribution de chaleur.* »

Dans le rapport public annuel précité de 2009, la Cour des comptes observait, à propos de ce cadre contractuel que : « Telle qu'elle a été conclue en 1927, la délégation du service public de chauffage urbain de la ville de Paris ne concerne que la distribution de chaleur, sous la forme de vapeur. Encore aujourd'hui, la production et la fourniture de chaleur sont assurées par la CPCU pour son compte propre, en dehors de toute obligation de délégataire de service public. Le choix fait en 1927 de cantonner le service public à la seule distribution de chaleur n'a jamais été remis en cause. »

En réponse, la Ville de Paris avait précisé que : « La collectivité délégante n'a pas décidé de créer un service public de production de chaleur. Il ne s'agit pas d'un service public mis à la charge des communes par le code général des collectivités territoriales et la Collectivité Publique est par conséquent libre de ne pas l'inclure dans l'objet de sa concession. L'activité de production reste donc, dans le cadre de l'exécution du Traité de concession CPCU, une activité annexe au service public de distribution, que le délégataire a la faculté de développer compte tenu de sa liberté d'entreprendre. En tant qu'activité annexe ne relevant pas du service public, la production est une option – et non une obligation – pour le délégataire, et ses modalités d'exécution ne sont pas régies par le Traité. »

L'objet de la concession est donc circonscrit à la distribution de chaleur.

### **3.2.2 Une dévolution patrimoniale formalisée par le contrat de concession**

Concernant le patrimoine d'un concessionnaire, il est de coutume de distinguer les biens de retour, les biens de reprise et les biens propres.

Les biens de retour sont ceux qui sont indispensables ou nécessaires à l'exploitation du service public, indépendamment même de la qualification que leur attribuent les parties dans le contrat de délégation de service public ou même en l'absence d'inventaire annexé à la convention<sup>12</sup>. Le caractère nécessaire ou indispensable du bien n'est pas apprécié abstraitement à partir des seules stipulations contractuelles mais concrètement et globalement en fonction de l'exécution du contrat et au cours de l'exécution de celui-ci<sup>13</sup>.

Une fois le contrat de délégation de service public arrivé à échéance, les biens de retour sont en principe transférés gratuitement de la comptabilité du délégataire à celle de l'autorité délégante. Cependant, si la durée contractuelle est plus courte que celle de l'amortissement

---

<sup>10</sup> Article 38.

<sup>11</sup> Antérieur de quelques semaines à la loi du 7 juillet 1983.

<sup>12</sup> CE, 21 déc. 2012, Commune de Douai ?

<sup>13</sup> CE, 5 févr. 2014, n° 371121, Stés Equalia et Polyxo : JurisData n° 2014-002099.

économique des biens de retour financés par le délégataire, le juge administratif permet une indemnisation du délégataire à hauteur de la valeur nette comptable des biens concernés.

À la différence des biens de retour, les biens de reprise ne sont pas indispensables mais seulement utiles à l'exécution du service public. À l'échéance de la concession, la convention prévoit que le concédant peut reprendre ces biens s'il le souhaite. La reprise se formalise alors par un rachat et par le versement d'une indemnité au délégataire avant le changement de propriété<sup>14</sup>.

Les biens propres constituent enfin la dernière catégorie de biens dans un contrat de délégation de service public. Ils correspondent à des investissements effectués par le concessionnaire pour ses propres besoins d'exploitation. Si le contrat avait été attribué à un autre délégataire, il n'aurait probablement pas financé de tels biens mais d'autres biens propres à ses besoins.

L'autorité délégante est donc tenue (biens de retour) ou peut (biens de reprise) reprendre les biens concernés moyennant, si nécessaire, le versement d'une indemnité. Eu égard à la durée contractuelle, qui peut être longue, et à l'ensemble des éléments qui peuvent influencer sur l'exécution du contrat, certains biens propres peuvent devenir des biens de reprise, et certains biens de reprise des biens de retour. L'autorité délégante doit donc opérer un suivi strict de ces biens, certains biens de reprise pouvant acquérir un caractère indispensable pour le service public.

Avant l'avenant n° 8 de décembre 2004, la classification entre les biens de retour et les biens de reprise était implicite car le contrat définissait uniquement les biens ne faisant pas partie du domaine concédé.

Après l'avenant n° 8, les droits sur le patrimoine de la concession sont désormais explicités dans les articles 6, 30 et 39 du contrat de concession. Les biens de retour sont constitués de « *l'ensemble des canalisations, installations et ouvrages accessoires nécessaires à la distribution et au transport de chaleur par la vapeur, ou l'eau chaude situés sur Paris, [...] la liste des clients* ». Les biens de reprise sont « *le mobilier, le matériel mobile affectés à l'exploitation et les approvisionnements en stock ; les centrales de production et les terrains sur lesquels elles sont situées ; les canalisations de distribution et transport situées en dehors de Paris* ». Ils peuvent revenir à l'autorité concédante si celle-ci le désire, en fin de contrat.

En application de ces dispositions contractuelles, les canalisations du réseau de distribution sur le territoire de Paris intra-muros constituent des biens de retour alors que les usines et les canalisations hors Paris sont des biens de reprise.

### **3.2.3 Une exclusion aménagée du patrimoine productif**

Dans son rapport public annuel de 2009, la Cour des comptes observait que les unités de production de chaleur étaient indispensables à l'exploitation du service public de distribution de la chaleur. Pour ce motif, même sans changer le périmètre de la délégation, la Ville de Paris avait entrepris, à l'occasion de plusieurs avenants, d'introduire dans la convention des clauses permettant de préciser ses droits sur les usines de production de chaleur de la CPCU.

---

<sup>14</sup> Le Conseil d'État considère ainsi dans sa jurisprudence Commune de Douai (CE 21 déc. 2012, préc.) que : « *les parties peuvent convenir d'une faculté de reprise par la personne publique, à l'expiration de la délégation ou de la concession, et moyennant un prix, des biens appartenant au délégataire qui ne sont pas nécessaires au fonctionnement du service [...]* ».

Ces équipements étaient considérés comme des biens de reprise, c'est-à-dire des équipements qui peuvent revenir à l'autorité délégante si celle-ci le désire, à la fin de la délégation, dans des conditions désormais précisées par le contrat. Ainsi, l'imperfection initiale de la concession était-elle désormais largement corrigée. Ce dispositif ne pouvait cependant pas s'appliquer à l'usine de cogénération de Vitry, propriété de la SNC Cogé Vitry, qui avait fourni en 2007 14 % de la vapeur livrée à la CPCU. Le dispositif contractuel n'était donc pas sécurisé en ce qui concernait la chaleur apportée par cette usine.

En réponse, la Ville avait précisé qu'il lui restait malgré tout la possibilité de récupérer en fin de concession les autres unités de la CPCU produisant actuellement 86 % de la vapeur livrée sur le réseau total de la CPCU, sachant que les besoins du réseau parisien représentaient en 2007, 90 % de la vapeur livrée par la CPCU. Ainsi, l'approvisionnement du réseau de chauffage urbain, par les chaufferies de la CPCU et les usines du Sycotom, couvrait les besoins de la distribution de chaleur à Paris.

Ces constats demeurent inchangés. Au 31 décembre 2016, la valeur nette comptable des biens de retour de la CPCU s'établissait à 399 M€, celle des biens de reprise à 388 M€ et celle des biens propres à 28 M€.

### **3.2.4 Des unités de production inégalement mobilisées et au statut toujours incertain**

Les huit unités de production<sup>15</sup> propriétés de la CPCU représentent 80 % de la puissance mobilisable mais seulement 44 % de l'énergie livrée, les unités au gaz de Saint-Ouen 1 et 3, et au charbon et au bio combustible de Saint-Ouen 2, représentant ensemble 72 % de ces livraisons. À l'inverse les unités d'Ivry ou de Vaugirard paraissent moins sollicitées.

Certaines unités de production sont externalisées dans des filiales. Il en est ainsi depuis 2001 de l'unité de cogénération de Vitry, évoquée précédemment et détenue à 50 % par la SNC Cogé Vitry en association avec le groupe Engie. Au 31 décembre 2015 sa valeur nette comptable s'établissait à 31 M€. En 2016, cette unité a livré 13 % du total de la chaleur distribuée par la CPCU.

En 2015, les actifs de production de la centrale de géothermie de Paris Nord Est, à la contribution encore marginale, ont été cédés pour 23,4 M€<sup>16</sup> à Géométrôle, filiale détenue à 75 % par la CPCU.

Enfin les trois usines<sup>17</sup> d'incinération d'ordures ménagères du Sycotom sont un élément déterminant du dispositif d'approvisionnement de la chaleur. Si elles ne représentent que 20 % de la puissance mobilisable, elles fonctionnent en continu et produisent, selon les années et l'intensité de la rigueur climatique, entre 38 % et 48 % de la chaleur distribuée par la CPCU.

À l'échéance de la concession, les huit centrales de production de la CPCU, comme l'ensemble des canalisations, ouvrages de distribution et transport situés en dehors de la Ville de Paris, seront indemnisés à leur valeur nette comptable selon la même règle que celle énoncée pour les biens de retour mis en service à partir de 2001. À la différence de ces derniers, la reprise de ces biens par la Ville sera pour elle une possibilité mais non une obligation.

Au 31 décembre 2016, le montant de l'indemnité susceptible d'être versée par la Ville de Paris au titre de la reprise de ces biens s'établissait à 329 M€ dont 83 M€ au titre des investissements à engager entre 2017 et 2024. L'essentiel de cette indemnité concernait les

<sup>15</sup> Bercy, Ivry, Grenelle, Vaugirard, Kremlin-Bicêtre, Saint-Ouen 1, Saint-Ouen 2, Saint-Ouen 3.

<sup>16</sup> Valeur nette comptable de 22,5 M€

<sup>17</sup> Ivry, Saint-Ouen, Isseane.

ouvrages de production, la part des ouvrages de distribution hors Paris étant inférieure à 30 M€.

Les terrains liés aux unités de production seront quant à eux indemnisés à leur valeur vénale<sup>18</sup>. Cette disposition introduit une incertitude significative pour l'évaluation de l'indemnité de restitution. Ainsi en octobre 2012, la CPCU a vendu le terrain de la Villette à la Semavip<sup>19</sup>, après démantèlement de l'usine de production de chaleur. Le prix de cession du terrain de 11,8 M€ HT s'est accompagné d'une plus-value de 11 M€.

La chambre relève que la société n'a pas encore communiqué à la Ville d'évaluation de la valeur vénale de ses différents terrains.

La Ville confirme que l'article 62 de la Convention de concession stipule bien que les terrains sur lesquels sont situées les centrales de production, quelle que soit leur implantation, sont effectivement classés comme des biens de reprise. Comme l'article 39.3 de la convention le prévoit, ils pourront être repris par la Ville de Paris à leur valeur vénale déterminée par entente amiable ou à défaut par un collège de trois experts désignés respectivement par la Ville de Paris, le concessionnaire et le président du tribunal administratif de Paris.

Afin de déterminer l'évaluation de la valeur vénale des terrains, la Ville dit avoir prévu cette estimation dans le cadre des études de fin de contrat qui seront entreprises dans les prochains mois. Cette estimation consolidera les vérifications faites sur l'indemnité de fin de contrat.

Elle estime néanmoins que la valorisation des terrains n'est utile que dans l'hypothèse d'une reprise des usines de production d'énergie, ce qu'elle n'a pas encore acté.

C'est pourquoi la chambre formule la recommandation ci-après.

**Recommandation n° 1 : Obtenir du concessionnaire une estimation de la valeur vénale des terrains constitutifs de biens de reprise.**

### 3.2.5 L'importante créance de restitution liée à la dévolution du réseau de distribution

Le réseau de transport et de distribution se compose de canalisations qui rassemblent un ensemble de tuyaux dans lesquels transitent, pour l'aller de la vapeur et pour le retour de l'eau (des condensats). Seulement une trentaine de kilomètres ne sont pas équipés de retour d'eau depuis les années 70 suite à un phénomène de corrosion de la canalisation « sous calorifuge ».

Les rapports annuels du délégataire à la Ville mentionnent 390 kilomètres de canalisations du réseau de transport et de distribution sur le territoire de Paris intra-muros et 35 kilomètres de canalisations hors Paris. Les linéaires des tuyaux, constitutifs d'actifs immobilisés, sont à multiplier par deux<sup>20</sup> au regard de la longueur du linéaire de réseau communiquée. Les canalisations situées sur le territoire de Paris intra-muros constituent des biens de retour, les autres constituent des biens de reprise.

<sup>18</sup> Article 39.3.1 de l'avenant n° 10 au Traité de Concession.

<sup>19</sup> Organisme d'aménagement de la ville de Paris.

<sup>20</sup> Soit au total 690 km dans Paris.

Depuis l'avenant n° 10 du 25 juillet 2012, les branchements sont désormais mentionnés à l'article 6 parmi les biens de retour. Aux termes de l'article 30-1 de la convention, « *les branchements ont pour objet l'amenée de la chaleur depuis les canalisations de distribution situées sous la voie publique jusqu'aux vannes d'entrée d'immeuble et le retour des condensats ou de l'eau depuis les installations du client jusqu'à la canalisation de retour d'eau située sous la voie publique. Les vannes d'entrée font partie du branchement. L'abonné prend en charge le coût des travaux d'établissement du branchement déterminé dans la police d'abonnement, selon le devis établi par CPCU* ».

Le rapport pour 2016 du délégataire indiquait que la longueur totale des 4 856 branchements situés dans Paris serait précisée en 2017.

En ce qui concerne les branchements déjà existants au 9 juillet 2012, l'article L. 39-2 de la convention précise que le concessionnaire les remet gratuitement à la Ville de Paris à la fin de la concession. Ces branchements figurent avec une valeur nette comptable nulle dans les comptes de la concession.

L'installation constituant l'interface entre le réseau et les installations privées est dénommée poste de livraison. Les postes de livraison ne sont pas inclus dans le périmètre concédé, dont la limite a été définie en amont à la vanne d'entrée dans l'immeuble. Dans la plupart des situations, ces ouvrages sont installés et entretenus par les abonnés. La CPCU propose toutefois une offre de « vente de chaleur » qui inclut l'établissement et l'exploitation du poste de livraison. Dans ce cas de figure, la CPCU reste propriétaire du poste de livraison (qui constitue un bien propre) et cette prestation est réalisée dans un cadre concurrentiel.

Les compteurs sont actuellement comptabilisés en biens de reprise par la CPCU. Compte tenu de leur caractère indispensable au service concédé, et conformément à la position que la Ville porte vis-à-vis des autres concessions de distribution d'énergies (compteur électrique Linky et compteur gaz Gazpar), la Ville de Paris considère que les compteurs doivent être reclassés en biens de retour. La CPCU et le concédant ont précisé que leur reclassement en biens de retour est en cours d'instruction.

Aux termes de l'article 39-1 de la concession, l'ensemble des biens de retour doit être remis gratuitement à la Ville de Paris à l'échéance de la concession. Des dispositions dérogatoires édictées à l'article 39-2 viennent néanmoins modifier de façon significative cette règle générale. Ces dispositions ont évolué avec la durée de la concession.

Initialement, la restitution au concédant des biens de retour établis depuis plus de 20 ans avant l'échéance de la concession était gratuite. Pour ceux établis depuis moins de 20 ans, leur retour devait s'accompagner du versement d'une indemnité par le concédant.

Ces stipulations ont été revues dans le cadre de l'avenant n° 5 du 13 juin 1983. La concession a été prolongée, à cette date, jusqu'au 31 décembre 2017 et les biens de retour qui devaient faire l'objet d'un rachat par la Ville étaient désormais ceux établis depuis moins de 7 ans avant son échéance (soit avant le 31 décembre 2010), et non plus depuis moins de 20 ans.

L'avenant n° 8 du 20 décembre 2004 a modifié à nouveau ces stipulations, afin d'éviter d'inciter la CPCU à reporter ses investissements postérieurement à l'année 2010. Les biens de retour qui doivent faire l'objet d'un rachat par la Ville sont désormais ceux établis depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2001.

Pour ces derniers, la Ville de Paris versera à CPCU une indemnité égale à leur valeur brute, diminuée d'un trentième, pour chaque année depuis leur établissement. Cette indemnité ne pourra être supérieure à la valeur nette comptable (article L. 39.2 de la convention). Avec l'avenant n° 9 du 9 avril 2009, l'échéance de la concession a été reportée à 2024.

Au 31 décembre 2016, l'indemnité prévisionnelle de fin de concession au titre des biens existants s'établissait à 252 M€ dont près de 80 % concernaient des investissements engagés depuis 2012.

Entre 2017 et 2024, 243 M€ d'investissements complémentaires sont prévus, dont 160 M€ au titre du renouvellement de canalisations.

C'est pourquoi la chambre formule la recommandation ci-après.

**Recommandation n° 2 : Préciser par avenant au contrat de concession le statut des compteurs au regard de leur caractère nécessaire au service concédé.**

### **3.3 L'exercice plus récent d'une compétence de production de chaleur**

Plus récemment la Ville, par l'intermédiaire de sa régie Eau de Paris, a exercé sa compétence de production de chaleur.

La chaleur d'origine géothermique produite par Eau de Paris est vendue à la CPCU, qui se charge de la distribuer aux bâtiments de l'éco quartier de la ZAC Clichy Batignolles aménagée par la SEM Paris Batignolles Aménagement.

Un contrat de vente de chaleur d'origine géothermique produite par Eau de Paris à CPCU, pour les besoins exclusifs du secteur, a été signé le 21 octobre 2014. L'accord prévoit un prix de vente par Eau de Paris à 58,45 € HT/MWh. Le contrat prévoit également l'appoint et le secours d'approvisionnement grâce au réseau principal de chaleur de la CPCU.

Dans son rapport sur la Régie Eau de Paris du 7 septembre 2017, la chambre observait que la réalisation d'un doublet géothermique induit des coûts d'investissement plus importants qu'un simple puits de secours. Cependant, économiquement, l'opération devrait être équilibrée par le prix de vente de l'énergie à la compagnie parisienne de chauffage urbain (CPCU).

La chambre rappelait à cette occasion que les activités de production d'électricité de source solaire et de géothermie exercées par une collectivité territoriale constituent des activités de service public qui, en raison de leur objet et des modalités de leur financement, présentent un caractère industriel et commercial. Les opérations de la régie chargée de l'exploitation de ces services publics doivent obligatoirement être retracées dans des budgets distincts du budget principal de l'établissement public consacré à l'eau potable.

La Ville avait précisé que, dès le budget 2018, « les dispositions nécessaires seront mises en place. Eau de Paris travaille depuis plusieurs mois à la mise en place d'une comptabilité séparée. » La Chambre souhaite connaître l'état d'avancement de ces travaux.

### **3.4 La segmentation traditionnelle des activités de distribution d'énergie**

En matière d'analyse économique d'un système de distribution d'énergie comme l'électricité, le gaz ou la chaleur, on distingue en général quatre activités : l'approvisionnement, le transport de gros sur les grands axes du réseau, la distribution de détail et la commercialisation au consommateur final.

Pour l'électricité ou le gaz, les activités en amont (approvisionnement) et en aval (commercialisation) sont exposées à la concurrence alors que les activités intermédiaires (transport et distribution) sont assurées par des monopoles régulés.

En effet, le coût de duplication des réseaux de transport et de distribution est jugé prohibitif au regard du nombre de consommateurs potentiels. Ainsi, pour l'électricité, alors que le transport

est assuré par Réseau de transports d'électricité et la distribution par Enedis (anciennement ERDF) ou par des monopoles locaux (entreprises locales de distribution), la commercialisation au client final est réalisée depuis 2007 par l'intermédiaire de 22 sociétés dans lesquelles on relève, outre des producteurs, des fournisseurs régionaux, des fournisseurs d'électricité verte et des fournisseurs spécialisés sur les marchés professionnels.

Les tarifs réglementés n'ont donc vocation qu'à concerner les activités intermédiaires qui sont l'objet du monopole<sup>21</sup>.

### **3.5 L'originalité des systèmes de distribution d'énergie thermique**

À la différence des systèmes de distribution d'électricité ou de gaz, en matière de chauffage urbain, le système de distribution d'énergie thermique (chaleur) n'impose pas une séparation entre des activités régulées (transport et distribution) et des activités concurrentielles (production et fourniture commerciale au client final).

L'attribution initiale à la CPCU d'un monopole contractuel de distribution sur le territoire parisien a cependant conduit à la construction d'un réseau susceptible de constituer désormais un monopole naturel de distribution de chaleur, le coût d'une éventuelle duplication d'un tel réseau apparaissant prohibitif.

Avec un réseau d'un peu moins de 500 kilomètres, la CPCU dispose aujourd'hui du premier réseau de distribution de chaleur français et répond au quart des besoins de chauffage du territoire parisien<sup>22</sup>. Ses principales catégories de clients, en termes de volumes consommés, sont les immeubles d'habitation (43,5 %), les immeubles de bureaux (30 %), les équipements publics scolaires, culturels ou sportifs (10 %), et les hôpitaux (10 %).

### **3.6 Le monopole de fait de la CPCU sur le chauffage urbain parisien**

Si la production d'énergie demeure exclue du périmètre de la concession parisienne, la CPCU assure néanmoins aujourd'hui le monopole de l'approvisionnement du réseau, en produisant 44 % de l'énergie livrée et en négociant l'acquisition du solde auprès d'autres producteurs, à savoir le Sycotom (pour 44 %) ou d'autres entités du groupe Engie (pour 12 %).

Plus récemment des achats de chaleur d'origine géothermique ont été effectués auprès de la société Eau de Paris.

La CPCU dispose donc d'un monopole de fait sur l'ensemble des activités successives (approvisionnement, transport, distribution, commercialisation) qui participent du chauffage urbain de la Ville de Paris.

Certes, la fourniture d'énergie thermique à l'utilisateur final (usager) n'est jamais assurée par la CPCU car la limite de sa prestation comme délégataire s'inscrit en amont du poste de livraison et la prestation en aval du poste de livraison est assurée par un exploitant de chauffage. De même, la facturation ne s'adresse pas au client final mais à l'intermédiaire qu'est l'abonné (le syndic d'immeuble)<sup>23</sup>.

---

<sup>21</sup> Ainsi la décision du Conseil d'État du 19 juillet 2017 annule le décret du 16 mai 2013 relatif aux tarifs réglementés de vente de gaz naturel au motif qu'il imposait à certains fournisseurs de proposer au consommateur final la fourniture de gaz naturel à des tarifs réglementés. Le Conseil d'État constate qu'à la date du décret attaqué, il n'était plus possible de se fonder sur un objectif d'intérêt général pour justifier le maintien de prix réglementés du gaz.

<sup>22</sup> Avec l'équivalent de 500 000 logements chauffés.

<sup>23</sup> Syndic de copropriété pour les logements privés, ou organismes de logements sociaux pour les logements publics.

Il n'en demeure pas moins que le client final n'a d'autres possibilités que de choisir comme fournisseur amont la CPCU selon des conditions tarifaires prédéterminées par le contrat de distribution établi avec l'abonné.

## 4 UN MONOPOLE DE FAIT À LA RÉGULATION PERFECTIBLE

### 4.1 Une double régulation par un tarif maximal autorisé et un prix de cession interne

L'organisation retenue pour le service s'est accompagnée de l'encadrement des tarifs appliqués aux usagers de la concession parisienne dans un « tunnel tarifaire ».

Un tarif maximal de vente de la chaleur à l'utilisateur (tarif maximal autorisé) a été déterminé de façon contractuelle. Ce mécanisme de plafonnement, connu en économie de la régulation sous le vocable anglo-saxon de « *price cap* », est souvent considéré comme un instrument efficace en matière de régulation des industries de réseau. Il permet en outre d'éviter de passer un avenant à chaque événement exogène n'entrant pas dans une formule d'indexation.

L'édiction d'un prix de cession interne de la chaleur<sup>24</sup> par la branche Production à la concession parisienne<sup>25</sup>, instauré par l'avenant n° 8 du 20 décembre 2004, participe d'un second outil de régulation tarifaire au profit, cette fois, de la CPCU. Par son importance, il détermine en effet le niveau minimal du tarif à facturer à l'utilisateur, sauf à conduire le résultat d'exploitation de la concession à présenter des pertes

Ces deux mécanismes paraissent pouvoir être améliorés.

### 4.2 Une régulation au profit de l'utilisateur limitée à un tarif maximal autorisé (TMA)

#### 4.2.1 L'absence de détermination de la grille des tarifs dans la convention

Dès l'origine, la convention de délégation de service public signée entre la Ville de Paris et la CPCU a donné à celle-ci la maîtrise des tarifs appliqués aux usagers, sous réserve du respect d'un prix plafond, appelé prix maximum autorisé (PMA) jusqu'à l'avenant n° 9 et dénommé tarif maximum autorisé (TMA)<sup>1</sup> depuis 2009<sup>2</sup>. Ce prix plafond évolue chaque année en application d'une formule d'ajustement décrite dans la convention

Aux termes de l'article 32 de l'ordonnance n° 2016-65 du 29 janvier 2016 relative aux contrats de concession, qui reprend les anciennes dispositions de l'article L. 1411-2 du CGCT, le contrat doit déterminer les tarifs à la charge des usagers et préciser l'incidence sur ces tarifs des paramètres ou indices qui déterminent leur évolution.

À défaut de s'accompagner d'une grille tarifaire, la convention actuelle ne respecte donc pas ces prescriptions. Déjà, dans le cadre de son rapport annuel de 2009, la Cour des comptes observait que la particularité notable du service public parisien tenait notamment à la grande liberté que laissait la Ville de Paris à son délégataire de fixer les tarifs appliqués aux usagers. Cette liberté accordée dès la convention initiale en 1927, avait toujours été confirmée depuis lors. Elle n'était encadrée que par l'institution d'un prix maximum autorisé.

Certes, avec l'édiction d'un tarif maximal autorisé, les clauses tarifaires de la convention de délégation organisent une régulation du prix de vente aux abonnés de la concession

<sup>24</sup> Dont le coût de production représente 70 % du prix de revient de la chaleur vendue à l'utilisateur.

<sup>25</sup> Le prix de cession interne de la branche Production à la branche Distribution.

parisienne au titre non seulement de l'activité de distribution concédée mais, au-delà, de l'ensemble de la prestation de chauffage urbain.

Cependant, comme l'observait déjà la Cour dans son rapport précité, cette liberté était contraire aux dispositions de l'article L. 1411-2 du CGCT.

En réponse, la Ville de Paris avait observé que, sur le plan tarifaire, la CPCU était dans une situation très différente de celle des entreprises délégataires s'adressant à une clientèle captive, qui peuvent être en position d'abuser de leur liberté tarifaire. La Ville soulignait que l'exploitation du réseau de chaleur était exposée à la concurrence d'autres modes de chauffage, en fonction notamment de son prix. Elle indiquait que la CPCU évoluait dans un secteur concurrentiel et non monopolistique dans lequel elle ne saurait être le fournisseur obligé et unique. Ce contexte concurrentiel concourait à expliquer la faible progression des prix de la CPCU sur les dernières années.

Dans son rapport de suivi des recommandations du 31 octobre 2013, la chambre avait repris ses observations précédentes en observant que « *ni le caractère concurrentiel, ni l'existence d'un prix plafond ne constituent des arguments pour justifier l'absence d'une fixation des tarifs dans la convention de DSP exigée par l'article L. 1411-2 du CGCT* ». Elle recommandait de « *mettre fin à la liberté tarifaire accordée à la CPCU et de fixer dans la convention la grille des tarifs applicables à l'utilisateur* ».

La Ville avait alors indiqué qu'elle engagerait en 2015 une étude des modalités de fixation des tarifs dans la convention. Elle soulignait que cette étude s'appuierait sur un audit comptable qui devrait vérifier les charges et prix de revient du concessionnaire. Elle comprendrait également une étude économique du marché de la production et de la distribution de chaleur. Cette étude serait assortie de propositions visant à intégrer la fixation des tarifs dans les contrats et à en préserver la sécurité juridique.

Plus récemment, la Ville de Paris a précisé être tout à fait consciente de l'importance de réintégrer dans le texte de la convention la grille des tarifs applicables aux usagers, ainsi que le mécanisme d'évolution de cette grille tarifaire. Elle a confirmé qu'elle continue d'examiner les conditions d'adoption de cette mesure et d'autres points particuliers, dans un avenant au contrat de concession ou une délibération spécifique, par le Conseil de Paris et qu'une réponse de confirmation à la Chambre pourra être apportée par lettre complémentaire prochainement.

La CPCU, pour sa part, a souhaité souligner que certaines jurisprudences récentes ont considéré le mécanisme du plafonnement des tarifs comme satisfaisant aux exigences fixées par l'article L. 1411-2 du CGCT<sup>26</sup>. La société a précisé néanmoins que prenant acte des observations de la Chambre, elle se rapprochera de la Ville de Paris pour recueillir ses intentions sur ces sujets.

Rappel au droit n° 1 : Fixer dans la convention de concession parisienne la grille des tarifs applicables aux usagers et les mécanismes d'évolution de cette grille.

#### **4.2.2 L'exclusion d'une part significative des usagers de la protection du TMA**

Dans son insertion au rapport public précité, la Cour des comptes avait observé que le tarif maximal de vente de la chaleur à l'utilisateur (tarif maximal autorisé) ne s'appliquait qu'à partir d'un certain niveau de consommation, fixé à 1 000 heures de puissance annuelle souscrite. Une étude réalisée par la CPCU à la demande de la chambre régionale des comptes Île-de-

<sup>26</sup> Aux termes de l'article 32 de l'ordonnance n° 2016-65 du 29 janvier 2016 relative aux contrats de concession, qui reprend les anciennes dispositions de l'article L. 1411-2 du CGCT, le contrat doit déterminer les tarifs à la charge des usagers et préciser l'incidence sur ces tarifs des paramètres ou indices qui déterminent leur évolution.

France avait pourtant montré que 21 % des clients payaient une facture annuelle supérieure au prix maximum autorisé, en raison de leur faible consommation<sup>27</sup>.

En réponse, la Ville avait souligné que cette exclusion était justifiée par le fait que ces usagers qui utilisent les installations de la concession de façon occasionnelle et, en tous cas non optimale, étaient au regard du service concédé dans une situation différente de celle des usagers soumis au tarif maximal de vente de la chaleur à l'utilisateur puisque leur faible consommation impliquait la mise en œuvre de moyens spécifiques onéreux. Par ailleurs le dépassement du tarif maximal de vente de la chaleur à l'utilisateur, pour ce qui les concernait, était limité à 10 % en moyenne.

En 2013, la chambre avait relevé que, comme précédemment, le tarif maximum autorisé n'était pas applicable à tous les usagers. Certes, l'avenant n° 9 du 7 avril 2009 avait supprimé la référence à une consommation minimale et il permettait à tous les usagers de bénéficier de la garantie d'un prix plafond.

Cependant cette adaptation avait été de courte durée puisque l'avenant n° 10 avait rétabli le principe qui réservait la garantie du tarif maximal de vente de la chaleur aux usagers consommant un nombre minimum d'heures de la puissance souscrite. Cet avenant avait même durci le régime précédent qui avait cours en 2008 puisque désormais tout usager devait justifier, non plus de 1 000 heures de consommation pour bénéficier de la garantie du prix plafond, mais de 1 300 heures, au moins.

La Ville avait fait valoir à la chambre que, si 64 % des abonnés avaient consommé en 2012 moins de 1 300 heures de la puissance souscrite dans leur contrat, seulement 65 abonnés avaient payé un prix supérieur au tarif maximal de vente de la chaleur à l'utilisateur, soit 1,3 % de la totalité des usagers.

La chambre observait néanmoins que, dès lors que la CPCU disposait de la liberté d'établir les différentes grilles de tarifs applicables aux usagers, une modification unilatérale de la structure de ces tarifs pouvait aboutir à exposer un nombre significatif d'abonnés du concessionnaire à ne plus bénéficier de la garantie du prix plafond.

Si la chambre n'a pas procédé à de nouvelles évaluations du nombre d'usagers exposés, cette fragilité du dispositif du tarif maximal de vente de la chaleur à l'utilisateur demeure aujourd'hui.

Pour la CPCU, l'exclusion du bénéfice du TMA pour les usagers dont les durées d'utilisation du chauffage urbain sont inférieures à 1300 heures par an se justifie par une utilisation des installations en appoint. En effet, ces usagers se trouvent dans une situation différente de celle des usagers bénéficiant du TMA puisque leur consommation, d'appoint ou de pointe, implique la mise en œuvre de moyens de production spécifiques, onéreux (chaufferies au gaz mais également aux granulés de bois et au biocombustible liquide en hiver). La CPCU précise que cette situation procède de la particularité de son « mix » énergétique fondé sur des sources d'énergies distinctes dont les prix sont très variables (valorisation thermique des déchets, granulés de bois, charbon, gaz, biocombustible liquide, géothermie, biogaz).

#### **4.2.3 La suppression des syndicats comme bénéficiaires des tarifs « grands comptes »**

Dans son rapport public annuel de l'année 2009, la Cour des comptes observait que les tarifs « grands comptes » sont appliqués à tout abonné ou ensemble d'abonnés appartenant à une même entité juridique ou représenté par un même mandataire, dont la puissance globale

---

<sup>27</sup> Étaient concernés des locaux professionnels tertiaires (588 abonnés), des habitations privées gérées par un syndic (287 usagers), divers locaux à vocation commerciale (44 hôtels) ou d'enseignement supérieur (32). Globalement, les sommes recouvrées auprès de ces clients sont supérieures d'un peu plus de 10 % au prix qui aurait été facturé si le PMA avait été appliqué.

souscrite est supérieure ou égale à 31 mégawatts. Ces abonnés se voyaient appliquer une réduction de la part fixe du tarif (R2), variable selon la puissance souscrite dans leur contrat.

Entraient dans cette catégorie de clients, la commune et le département de Paris, les organismes de logement social et l'Assistance publique - Hôpitaux de Paris (APHP), ainsi que les usagers habitant des immeubles privés dès lors que leur syndic gère un patrimoine raccordé au réseau de chauffage urbain suffisamment important sur le territoire parisien pour justifier d'un tarif grands comptes.

La chambre avait estimé qu'en ce qui concerne les syndicats de copropriété, une telle pratique ne correspondait pas aux critères de la jurisprudence élaborée par le Conseil d'État selon laquelle, pour être fondée, une différence de tarifs devait s'appuyer, soit sur des considérations d'intérêt général, soit sur des différences objectives de situation des usagers.

Le Conseil d'État a ainsi estimé<sup>28</sup> que « la fixation de tarifs différents applicables, pour un même service rendu, à diverses catégories d'usagers d'un service public implique, à moins qu'elle ne soit la conséquence nécessaire d'une loi, soit qu'il existe entre les usagers des différences de situation appréciables, soit qu'une nécessité d'intérêt général en rapport avec les conditions d'exploitation du service ou de l'ouvrage commande cette mesure (...) ».

Au cas d'espèce, si les syndicats, en leur qualité de mandataires de l'ensemble des copropriétaires, ont bien la qualité d'abonnés de la compagnie générale de chauffage urbain, ils n'ont pas pour autant celle d'usagers de ce service. Par conséquent, la situation des copropriétaires usagers du service doit s'apprécier indépendamment de l'importance du patrimoine administré par leur syndic.

La Ville de Paris a répondu que l'existence de cette tarification particulière pour les syndicats est un héritage dont elle est consciente qu'il faut le faire évoluer. Cette règle pouvant entraîner des conséquences pour les clients concernés, elle examine les conditions et le calendrier de sa suppression.

La recommandation doit donc être maintenue à ce jour.

<b>Recommandation n° 3 : Retirer l'ensemble des syndicats de copropriété de la liste des grands comptes</b>
---

## **4.3 Une régulation extra-contractuelle au profit de l'opérateur par un prix de cession interne**

### **4.3.1 Une hypothèse initiale d'équivalence volontariste**

Comme les opérateurs intégrés de distribution de gaz et d'électricité, la CPCU a établi des comptes permettant de distinguer l'activité d'approvisionnement et l'activité de distribution<sup>29</sup>. Mais à la différence de ces opérateurs régulés, cette séparation ne visait pas, dans le cadre d'un « dégroupage comptable<sup>30</sup> », à protéger d'éventuels producteurs d'énergie indépendants contre une présentation, par le titulaire du monopole de la distribution, d'une présentation orientée de ses coûts de production aux fins de favoriser ses propres unités.

<sup>28</sup> CE, 31 mai 2010, Société polynésienne des eaux et de l'assainissement

<sup>29</sup> Transport en gros, distribution de détail et fourniture au consommateur final.

<sup>30</sup> Désigné communément par le terme anglo-saxon de « Unbundling » comptable et visant à prévenir le subventionnement des activités concurrentielles de l'opérateur intégré (production amont et fourniture aval) par les recettes retirées du service effectué dans le cadre de son monopole de transport et de distribution.

Pour la CPCU, comme déjà mentionné plus haut, il ne s'agissait pas de répondre à de telles exigences mais de retracer dans les comptes de la concession parisienne de distribution l'ensemble des opérations afférentes à son exécution. Pour ne pas défavoriser, l'une des activités, d'approvisionnement ou de distribution, par rapport à l'autre, il a été décidé de déterminer le résultat annuel de la concession de distribution de façon à ce qu'elle présente une rentabilité économique et une profitabilité d'exploitation équivalentes aux activités d'approvisionnement. Cette règle a été confirmée en 2016.

Certes, l'ajout à la charge d'approvisionnement comptabilisée dans les comptes sociaux d'un coût de mobilisation économique du capital productif n'appelle pas en soi d'observations, même s'il serait probablement préférable de le faire apparaître sur une ligne distincte<sup>31</sup>.

Cependant, l'hypothèse d'équivalence de la rentabilité du capital économique mobilisé par les deux branches apparaît doublement fragile.

D'une part, l'objectif retenu supposait que le risque attaché aux deux activités, concédée sur une longue période pour l'une (la distribution) et non concédée pour l'autre (l'approvisionnement), soit similaire. Or, ces activités présentent à priori des profils de risques bien distincts susceptibles de conduire à une rentabilité des actifs mobilisés différente.

Selon la CPCU, la règle d'équivalence se justifiait par l'importance du pouvoir de contrôle qu'exerce, de fait, le concédant parisien, sur l'activité d'approvisionnement de la CPCU. Les biens de production sont constitutifs de biens de reprise. De plus, les modalités d'approvisionnement du réseau en chaleur sont soumises à l'approbation préalable du concédant. En demandant à la CPCU de contribuer à l'amélioration de la qualité de l'air (avec notamment la conversion des chaudières au fioul en chaudières au gaz et biocombustible liquide) et de verdir son « mix » énergétique (avec notamment la combustion de granulés de bois en substitution du charbon), l'autorité délégante a demandé des évolutions sur les outils de production et donc sur un périmètre qui va au-delà de la seule distribution de la chaleur.

L'objectif originel de rentabilité pouvait donc être similaire à celui d'une concession d'approvisionnement et de distribution, plutôt qu'à celui d'une simple concession de distribution. Il suppose un même niveau de risque pour les actifs d'approvisionnement et de distribution, ce qui implique qu'à l'échéance de la concession, tous les actifs de production seront repris.

D'autre part, et surtout, la chambre observe que l'approvisionnement comprend, presque pour moitié de la chaleur livrée, une activité de négoce de vapeur auprès du Sycotm. La revente de cette chaleur à la concession dégage un résultat sans mobiliser de capital. Le respect de l'objectif de rentabilité de l'ensemble de l'activité d'approvisionnement suppose donc implicitement une rentabilité économique de l'activité de production propre à la CPCU très inférieure à celle de son activité de distribution.

Les analyses et les conclusions du rapport d'audit<sup>32</sup> diligenté par la Ville, tel que récemment communiqué à la chambre, rejoignent cette analyse.

Le rapport observe qu'en 2017 le prix de cession interne refacturé à la concession soit 46,7 €/MWh est construit à partir de deux prix de revient très différents : le prix de revient de la chaleur produite en propre par les usines de la CPCU (coût de mobilisation du capital inclus) évalué à 76 € HT/MWh, et le prix de revient de la chaleur acquise auprès du Sycotm, évalué à 25,3 € par MWh.

---

<sup>31</sup> Pour la CPCU la communication de cette information serait cependant de nature à compromettre le secret des affaires, les différentes composantes de son prix de revente de la chaleur à la concession n'ayant pas à être distinguées.

<sup>32</sup> Rapport d'audit de février 2019 p. 26, « Mission d'audit et de conseil économique et comptable de la concession de distribution du chauffage urbain à Paris »

Le rapport préconise logiquement de n'appliquer le prix de cession interne qu'à la seule production interne de la CPCU, l'achat d'énergie prête à l'emploi issue de sources externes (Syctom) étant directement rattaché à l'activité de distribution.

La Ville a précisé qu'une nouvelle méthode de calcul du prix de cession interne serait mise en place pour l'établissement des comptes de la concession de l'exercice 2020.

#### **4.3.2 Une charge d'approvisionnement utilisée comme variable d'ajustement**

Techniquement, la variable d'ajustement du compte de la concession, retenue pour obtenir le résultat de la concession recherché, a été sa charge d'approvisionnement. Aux coûts réels d'approvisionnement comptabilisés par la société dans ses comptes sociaux a été ajoutée une marge interne d'approvisionnement. L'ensemble a constitué un prix de cession interne.

Ainsi, la notice relative à l'établissement du compte de la délégation jointe à l'avenant n° 8 du 20 décembre 2004 précise comment le prix unitaire d'approvisionnement en chaleur facturé à la concession, établi à partir des comptes sociaux de l'année 2000, a été déterminé : « Le prix de cession de la vapeur pour l'année 2000 est estimé à partir des comptes, en faisant l'hypothèse que la rentabilité de la branche « production » est identique à celle de la société prise dans son ensemble. Afin de conforter la mesure obtenue, cette approche a été dédoublée en recourant à deux mesures de la rentabilité, la première en terme d'exploitation, la seconde en terme économique :

- Approche par la rentabilité d'exploitation. En 2000, la société dans son ensemble a dégagé une marge courante (résultat courant avant impôt rapporté au chiffre d'affaires) de 3,6 %. Pour arriver à la même marge, la branche « production » doit vendre la vapeur au prix de 17,81 € la tonne.
- Approche par la rentabilité économique : En 2000 la société dans son ensemble a dégagé un retour sur investissement (EBITDA<sup>33</sup> rapporté aux immobilisations) de 7 %<sup>34</sup>. Pour arriver au même taux de retour, la branche « production » doit vendre la vapeur au prix de 17,63 € la tonne.

*Les deux résultats sont proches. Le prix de cession retenu in fine pour l'année 2000 est la moyenne des deux, soit 17,72 € par tonne ».*

Initialement, ce prix était donc déterminé a posteriori à partir du résultat de la concession. Il n'exerçait aucune influence sur ce résultat qui était lui-même issu d'un partage du résultat global de la CPCU proportionnellement aux actifs mobilisés par ses branches d'approvisionnement et de distribution.

#### **4.3.3 Une actualisation ultérieure de la charge de l'année 2000**

Pour les années suivantes, la charge d'approvisionnement imputée à la concession n'a pas été établie en reproduisant pour l'exercice concerné la méthode originelle. Elle n'a donc pas fait l'objet d'un nouveau calcul complet. La solution retenue a été d'actualiser le coût d'approvisionnement déterminé en 2000 après l'avoir ramené à une base unitaire.

La brochure annuelle « comptes de la délégation » à destination de la Ville de Paris précisait ainsi en 2015 : « *La détermination du prix de cession pour l'année 2015 est basée sur : (a) le prix de l'année de référence 2001 soit 18,00 Euros par tonne vapeur (TV), (b) l'évolution de cette valeur en fonction d'une part, des coûts de production selon une formule paramétrique,*

<sup>33</sup> L'EBITDA, acronyme anglais de « *Earnings before interest, taxes, depreciation, and amortization* » correspond approximativement à l'EBE.

<sup>34</sup> Le prix de cession interne initial retenait dans le calcul de l'EBITDA de 2000, évalué à 38,5 M€, une plus-value de 27 M€ suite à la cession en avril 2000 des titres de la Trigen apportés à l'offre publique d'achat d'Elyo. Cette plus-value exceptionnelle n'est pas retenue dans le calcul d'EBITDA « *standard* » établi par la chambre.

*et d'autre part, de l'impact des cogénérations.* » Cette description était complétée par un tableau d'évolution du prix de cession interne précisant la part due à l'évolution des coûts de production.

L'expression unitaire de la référence établie en 2000 permettait de prendre en compte les variations des quantités livrées observées d'un exercice à l'autre, importantes compte tenu des aléas climatique.

L'actualisation visait quant à elle à corriger le coût unitaire d'approvisionnement de référence de l'évolution des coûts de production, principalement liés au cours des combustibles, au moyen d'une formule paramétrique.

Cette actualisation a ensuite été complétée par deux termes complémentaires relatifs à l'impact sur le coût de production de la vente d'électricité issue de la cogénération (terme TIC), et à l'impact de la gestion des quotas de gaz à effet de serre (terme CO2).

#### **4.3.4 Une actualisation critiquable**

La construction issue de l'addition de la référence unitaire établie en 2000 accompagnée d'une actualisation des coûts de production ne permettait en rien de garantir le respect ultérieur des objectifs originels, tributaires de l'évolution des volumes des actifs.

Certes, la société observe ex post que les prix unitaires qui auraient permis de respecter l'un ou l'autre des deux objectifs originels d'égalité des rentabilités et d'égalité des profitabilités ne diffèrent pas nécessairement des prix de transfert retenus.

La chambre relève néanmoins, qu'au-delà de ces objectifs, les prix de transfert retenus conduisent à des divergences significatives. Ainsi, la rentabilité d'exploitation s'est établie à 15 % en 2012 et 18 % et 2015 pour la CPCU dans son ensemble contre 12 %<sup>35</sup> et 9 % pour la branche approvisionnement. Aux mêmes dates, la rentabilité économique s'est établie à 8 % et 6 % pour la CPCU dans son ensemble contre 14 % et 5 % pour la branche approvisionnement.

La CPCU considère que le prix de transfert initial résultait de la moyenne des deux prix autorisant respectivement les deux objectifs d'égalité des rentabilités et d'égalité des profitabilités. La chambre observe cependant que l'approche originelle avait recouru à cette moyenne afin de « conforter les résultats obtenus » au titre de chaque objectif. De fait les deux prix objets de la moyenne différaient peu<sup>36</sup> en 2000.

De surcroît, le choix de la CPCU de cristalliser le prix de cession interne à son niveau de 2000 puis de l'actualiser l'a transformé en un coût indépendant déterminé a priori. Cette actualisation ne pouvait d'ailleurs garantir le respect de l'objectif d'équivalence des rentabilités économiques, seulement tributaire du montant du résultat global de la CPCU et de la part respective des actifs de production et de distribution.

La marge interne n'a donc plus été déterminée a posteriori à partir du résultat attendu de la concession. Tout au contraire, calculée de façon autonome à partir de la référence de 2000 actualisée elle a contribué à déterminer le résultat de la concession. Ce prix a alors conditionné de fait, au profit de la branche production de la CPCU, le niveau de tarification minimale qui permet l'équilibre d'exploitation de la concession.

---

<sup>35</sup> Le résultat courant retenu par la CPCU pour la comparaison comprend par ailleurs en 2012 pour la CPCU dans son ensemble une dépréciation exceptionnelle de 8 M€ qui concerne la branche distribution (mousse condufill).

<sup>36</sup> 17, 81 €/TV et 17,63 €/TV comme mentionné plus haut.

La Ville de Paris et la CPCU ont précisé que ce prix était demeuré sans influence sur les tarifs, le prix de vente de la concession étant toujours déterminé en fonction des coûts réels associés à la production et à la distribution.

Plus récemment la Ville de Paris a précisé que l'audit économique et comptable a défini les modalités de calcul et évalué le prix de cession interne réel de la chaleur produite par la CPCU. Il en résulte que le prix réel serait proche du prix établi par la Ville de Paris<sup>37</sup>. Il n'y aurait donc pas de distorsion importante de l'information comptable même si la méthode demeure perfectible.

La chambre observe que cette confrontation a été effectuée toutes sources d'énergie confondues, sans distinguer entre la chaleur produite par la CPCU et la chaleur acquise auprès du Syctom, et qu'elle inclut une « rémunération » de l'activité de production.

De fait, le rapport d'audit préconise d'utiliser un prix de transfert qui ne s'appliquerait qu'à la production interne de la CPCU. Il ne s'agirait plus d'un prix de cession interne entre l'activité d'approvisionnement et l'activité de distribution mais d'un « cout de production interne » qui comprendrait, outre le coût de revient de la production de la CPCU (65 € HT/MWh) une rémunération des actifs sur la base du coût moyen pondéré du capital évalué par CPCU (6 %).

Au demeurant, la Ville précise qu'une nouvelle méthode sera mise en place au plus tard pour l'établissement des comptes de concession 2020.

La chambre formule donc la recommandation suivante :

**Recommandation n° 4 : Revoir le mode d'établissement du prix de cession interne.**

## 5 UNE ÉCONOMIE DU CHAUFFAGE URBAIN FRAGILE

### 5.1 Une rentabilité économique préservée

Pour qu'un réseau de chaleur soit efficace et efficient, les avantages économiques et environnementaux attendus de sa production centralisée de chaleur doivent dépasser les coûts de développement et de maintenance de sa distribution décentralisée.

Pour apprécier l'économie de la concession et son évolution, la chambre a neutralisé les effets de la marge interne ajoutée aux coûts réels d'approvisionnement en chaleur du réseau supportés par la CPCU.

Les coûts indirects (frais de personnel, frais généraux etc.) qui concernent à la fois les activités d'approvisionnement et de distribution, ou qui concernent la distribution dans Paris et en petite couronne, ont été répartis conformément aux règles retenues par la CPCU en accord avec la Ville.

De 2001<sup>38</sup> à 2012 et les années suivantes, le résultat d'exploitation de la concession a été multiplié par cinq à six selon les années. La valeur nette des immobilisations de production et de distribution de la CPCU, principalement mobilisées pour produire et distribuer la chaleur aux parisiens a été multipliée par trois. La rentabilité économique s'en est trouvée presque doublée pour se stabiliser depuis 2010 autour de 8 % avant impôt (soit 5 % après impôt).

<sup>37</sup> Aux termes dudit rapport il est indiqué p. 26 : « Nous avons confronté le prix de transfert actuel, avec le coût de revient de la production toutes sources d'énergies confondues : le prix de transfert est proche du coût de revient de l'énergie (toutes sources d'énergie confondues) – y compris une rémunération de l'activité de Production.

<sup>38</sup> Année de référence de construction du compte de la concession et 2016

Cette performance, jugée au demeurant insuffisante par le groupe Engie, actionnaire majoritaire de la CPCU, a été obtenue grâce à l'augmentation des tarifs qui a permis le doublement puis la stabilisation de la marge sur coûts variables en dépit du doublement des coûts variables de production. L'évolution des coûts fixes, plus fluctuante, a été compensée par celle des recettes d'abonnement.

L'évolution des coûts variables et des coûts fixes supportés par la concession de distribution, après neutralisation de la marge interne fait l'objet infra d'une analyse plus détaillée.

## **5.2 Une compétitivité fragilisée et une structure tarifaire atypique**

### **5.2.1 Une structure tarifaire atypique**

La facture de l'abonné comporte une partie proportionnelle à sa consommation (dite R1) et une partie fixe ou redevance d'abonnement, proportionnelle à la puissance souscrite (dite R2).

La partie fixe s'établit environ à 25 % de la facturation. Elle est en moyenne très inférieure à celle observée pour les autres réseaux de chaleur, proche de 40 % selon l'étude annuelle d'Amorce de décembre 2016.

Cette structure atypique peut s'expliquer par le mode de facturation interne retenu, qui répartit les coûts fixes de la branche approvisionnement en proportion non pas des puissances souscrites mais des quantités consommées, et par l'importance des livraisons du Syctom, exonérées de tout coût fixe de production. Elle permet de mieux valoriser les économies d'énergies, une baisse de la consommation liée à un hiver doux ou une baisse ponctuelle du prix des énergies. Elle rend l'usager plus vulnérable aux aléas climatiques et aux fluctuations du prix des énergies, celles-ci étant néanmoins amorties par l'importante couverture à terme mise en œuvre par le concessionnaire à la demande de la Ville de Paris.

### **5.2.2 Une augmentation des tarifs appliqués aux usagers qui a permis de préserver les marges de la CPCU**

L'évolution annuelle des abonnements R2 et des termes R1 des principaux tarifs (90 % du CA de la concession et 95 % des clients) est précisée dans les tableaux en annexe.

Entre 2012 et 2016, les principaux tarifs hors taxes de l'abonnement R2, établi en fonction de la puissance souscrite, et du terme R1 établi en fonction de la consommation, ont augmenté respectivement de 16 % et de 20 %. En moyenne la part du chiffre d'affaires de l'abonnement a représenté 25 % de la facturation totale. Cette augmentation des tarifs de la concession parisienne, a permis de préserver la marge sur coûts variables en dépit d'une augmentation des coûts variables de 35 %. Il a également permis d'assurer la stabilité de la rentabilité économique de la CPCU alors que la valeur brute de l'actif immobilisé de la société augmentait sur la même période de 1 115 M€ à 1 420 M€ (+ 27 %).

En effet, sans que la puissance thermique disponible augmente, le parc de production de la CPCU a fait l'objet d'investissements importants au cours des dernières années. La valeur brute des immobilisations de production a ainsi augmenté entre 2012 et 2016 de 48 %, de 375 M€ à 556 M€. Depuis 2012, le projet d'investissement « Grandes installations de combustion », d'une valeur de 100 M€<sup>39</sup>, a ainsi organisé la mise aux normes environnementales de ses cinq centrales fioul<sup>40</sup>, par passage au gaz ou au biocombustible

<sup>39</sup> Dont 24 M€ en 2014, 32 M€ en 2015 et 23 M€ en 2016.

<sup>40</sup> Bercy, Grenelle, Kremlin-Bicêtre, Vaugirard et Ivry.

liquide. Le coût du projet de co-combustion de granulés de bois avec du charbon dans les chaudières de Saint-Ouen 2 pour permettre le verdissement du « mix » énergétique s'est établi à 75 M€.

Plus globalement, selon la CPCU, depuis 2000, près de 50 % des investissements de son réseau de chaleur, surtout liés aux objectifs environnementaux, n'ont pas généré de chiffre d'affaires supplémentaire.

### 5.2.3 Une baisse de la TVA neutralisée par une hausse des tarifs

Dans le prolongement de la directive n° 2006/18/CE du 14 février 2006 autorisant désormais l'application du taux réduit de la TVA (de 5,5 %) au chauffage urbain, l'article 76 de la loi n° 2006-872 du 13 juillet 2006 portant engagement national pour le logement soumet au taux de TVA réduit l'abonnement relatif aux livraisons d'énergie calorifique distribuée par réseaux, ainsi que la fourniture de chaleur distribuée par ces réseaux lorsqu'elle est produite au moins à 60 % à partir d'énergies renouvelables (EnR&R). Cette mesure s'applique aux abonnements et fournitures mentionnés sur les factures émises à compter du 16 juillet 2006. En 2009, le taux requis de 60 % a été ramené à 50 % (article 278-0 bis du CGI, B).

Lors du franchissement de ce seuil, l'utilisateur devait donc pouvoir bénéficier d'une diminution de sa facture TTC de 9,3%<sup>41</sup>, toutes choses égales par ailleurs, comme le précise le tableau ci-dessous.

**Tableau n° 1 : Impact d'une diminution du taux de TVA du R1 à 5,5 % sur la facture R1+R2 TTC**

Impact d'une diminution du taux de TVA sur la facture TTC (toutes choses égales par ailleurs)													
	R1 HT		R2 HT		R1+R2 HT		R1 TTC		R2 TTC		R1+R2 TTC		Evol R1+R2 TTC
	% Var R1	R1 €	% Var R2	R2 €	R1+R2 €	Var €	TVA R1	R1 TTC	TVA R2	R2 TTC	R1+R2 TTC	Var €	
Situation initiale		75		25	100		20%	90	5,5%	26,375	116,4		
Situation après chgt taux TVA	0%	75	0%	25	100	0	5,50%	79,1	5,50%	26,4	105,5	105,5	-9,3%

Source : CRC

Plusieurs articles du contrat de concession organisent les effets du franchissement du seuil de 50 % d'énergies renouvelables (EnR&R) dans le bouquet énergétique.

L'article 13 ter issu de l'article 9 de l'avenant n° 9 du 9 avril 2009 stipule que « Dès lors que le réseau de chaleur sera en passe d'être éligible, les parties se rapprocheront pour définir les conditions dans lesquelles seront affectées les ressources complémentaires dégagées par le dispositif fiscal. Elles pourront notamment être ventilées entre : le financement des surcoûts de distribution et de production à partir des énergies renouvelables, l'application d'une tarification TTC plus compétitive et plus favorable à l'utilisateur, une contribution au financement d'une politique incitative en faveur du développement durable. »

Le nouvel article 13 bis introduit ensuite par l'avenant n° 10 du 25 juillet 2012 stipule que : « Quand le seuil de 50 % d'énergies renouvelables et de récupération est atteint dans le bouquet énergétique du Concessionnaire, ce dernier s'engage à faire bénéficier l'utilisateur de 100 % du gain fiscal résultant de l'écart entre le taux de TVA en vigueur et le taux réduit de TVA défini par l'article 276 b decies du code général des impôts en vigueur à la date de signature de l'avenant n° 10. »

Par ailleurs, dans le cadre de la mise en service de l'installation de co-combustion de Saint Ouen 2 nécessaire au franchissement du seuil de 50 % d'EnR&R, initialement prévue en 2015,

<sup>41</sup> Avec une diminution du taux de TVA de 20 % à 5,5 % sur le terme R1 de sa facture, et en retenant la proportion moyenne observée de 75 % de consommation d'énergie et de 25 % d'abonnement dans sa facture.

la délibération 2013 DF 19 du 22 avril 2013 exposait que « *La Ville et la CPCU ont convenu que la hausse des tarifs pour permettre le financement de la co-combustion serait lissée et limitée à 6 %* ».

La CPCU précise que des « événements imprévisibles » ont conduit à porter l'augmentation du tarif R1 HT de 6 % à 10,1 % et à augmenter le tarif R2 HT de 4,4 % soit une diminution globale de la facture TTC limitée, selon le calcul de la chambre, à 1,5 %.

**Tableau n° 2 : Impact après prise en compte des « événements imprévisibles »**

Impact TTC d'une augmentation de 10,1% du R1 HT et de 4,4% du R2 HT													
	R1 HT		R2 HT		R1+R2 HT		R1 TTC		R2 TTC		R1+R2 TTC		Evol R1+R2 TTC
	% Var R1	R1 €	% Var R2	R2 €	R1+R2 €	Var €	TVA R1	R1 TTC	TVA R2	R2 TTC	R1+R2 TTC	Var €	
Situation initiale		75		25	100		20%	90	5,5%	26,375	116,4		
Situation après chgt taux TVA	10,1%	82,575	4,4%	26,1	108,68	8,68	5,50%	87,1	5,50%	27,5	114,7	114,65	-1,5%

#### 5.2.4 Une compétitivité tarifaire en retrait des autres réseaux de chaleur

Si l'augmentation des tarifs a permis de préserver la rentabilité économique de la société, elle s'est néanmoins accompagnée d'un déficit de compétitivité croissant du prix HT.

L'association Amorce publie chaque année une étude, réalisée en partenariat avec l'Ademe, sur la compétitivité des réseaux de chaleur. La dernière étude, publiée en 2016 sur la base des données de 2015, définit le prix de vente moyen de la chaleur comme le rapport des recettes part fixe + part variable de chaleur chauffage et eau chaude sanitaire (ECS) aux quantités totales livrées. Il correspond à la livraison en sous-station d'un « produit ou service » (la chaleur) déjà transformé à partir des combustibles utilisés (ou de la récupération d'énergie). Cet indicateur peut servir à comparer la compétitivité des réseaux de chaleur entre eux (bien qu'un potentiel abonné n'ait pas réellement le choix entre plusieurs réseaux). Le prix de vente moyen national s'obtient en rapportant la somme des recettes générées par les ventes de chaleur à la somme des MWh vendus par tous les réseaux français. Il y a donc pondération en fonction du volume de vente d'énergie, les réseaux de taille plus importante (en MWh livrés) « pesant » plus que les petits réseaux dans cette moyenne<sup>42</sup>.

Le prix de vente moyen de CPCU était de 79 € HT/MWh<sup>43</sup> en 2015, supérieur de 14 % au prix de vente moyen des réseaux de chaleur d'une densité supérieure à 8<sup>44</sup>, soit 69,6 € HT/MWh tel qu'observé dans l'étude d'Amorce. Il était également supérieur de 16 % au prix moyen de 68,3 € HT/MWh observé pour l'ensemble des réseaux de chaleur en 2015.

Sur un échantillon de 403 réseaux de chaleur, la médiane est de 70,9 € HT/MWh, le premier quartile de 60,0 € HT/MWh et le troisième quartile de 82,9 € HT/MWh. Parmi les 5 classes de prix (la classe V étant la plus chère) représentées<sup>45</sup>, la tarification moyenne de la CPCU la situe dans la classe IV.

<sup>42</sup> Aux termes de l'enquête de l'enquête nationale sur les réseaux de chaleur et de froid de 2015 du SNCU, les réseaux de chaleur ont livré en 2015, 22 769 GWh d'énergie thermique. Avec 5,2 TWh d'énergie livrée la CPCU représente 22 % du total de l'énergie livrée.

<sup>43</sup> Et de 85,8 € HT/MWh en 2016.

<sup>44</sup> La densité du réseau CPCU est de 10,7 (soit 4 183 GWh/384 km).

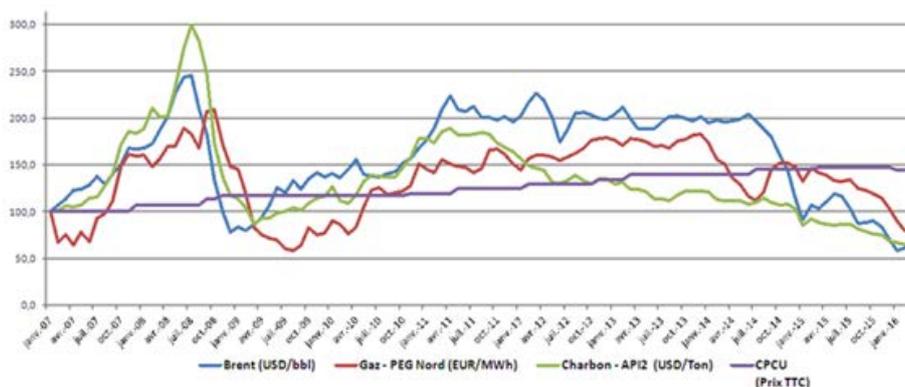
<sup>45</sup> Les 5 classes de prix représentées sont : classe I : moins de 47,8 € HT/MWh (prix inférieur d'au moins 30 % du prix moyen) ; classe II : de 47,8 à 61,4 € HT/MWh (10 à 30 % inférieur au prix moyen) ; classe III : de 61,4 à 75,1 € HT/MWh (écart au prix moyen de +/- 10 % maximum) ; classe IV : de 75,1 à 88,8 € HT/MWh (10 à 30 % supérieur au prix moyen) ; classe V : plus de 88,8 € HT/MWh (plus de 30 % supérieur au prix moyen).

## 5.2.5 Une compétitivité tarifaire menacée par l'évolution du prix du gaz

Depuis 2012, le cours du gaz a progressivement diminué (cf. graphique n° 2), bénéficiant du développement du gaz de schiste.

Le graphique ci-dessous illustre le déficit de compétitivité de la chaleur produite par la CPCU, notamment par rapport au gaz.

**Graphique n° 1 :** Évolution comparée des prix des énergie (base 100 en 2007)



Source : CPCU

La CPCU évaluait en 2017 son déficit de compétitivité à 32 % par rapport à un usage du gaz. La trajectoire de la contribution climat énergie (dite « taxe carbone ») constitue dans ce cadre un élément déterminant pour réduire ce différentiel.

La loi de finances pour 2018 a prévu une augmentation de la contribution climat énergie de 44,6 € par tonne de CO<sub>2</sub> en 2018 (contre 30,5 €/t CO<sub>2</sub> en 2017), de 55 €/t CO<sub>2</sub> en 2019 et 65,4 €/t<sup>46</sup> CO<sub>2</sub> en 2020, puis 75,8 €/t CO<sub>2</sub> en 2021 et 86,2 €/t CO<sub>2</sub> en 2022.

Compte tenu de cette nouvelle trajectoire, le déficit de compétitivité devrait, selon la CPCU, s'établir à 38 % en 2020 et à 4 % en 2030 (avec une cible de la taxe à 140 €) toutes choses égales par ailleurs.

La capacité de la CPCU à profiter des baisses de prix des énergies carbonées encore présentes dans son « mix » énergétique (gaz et vente d'électricité associée, charbon) tout en se protégeant contre leur augmentation constitue également un facteur important de compétitivité.

La société comptabilise dans ses comptes consolidés établis en normes IFRS<sup>47</sup> les résultats latents des opérations de couverture de flux de trésorerie futurs liés à des transactions non encore réalisées mais hautement probables (*cash-flow hedge*). Ces résultats affectent directement les capitaux propres consolidés par l'intermédiaire du résultat global déterminé conformément aux prescriptions de l'IFRS1. La CPCU a ainsi recours à de nombreux instruments financiers et réalise des achats à terme sur les énergies fossiles (gaz et charbon notamment), les quotas de CO<sub>2</sub>, les dollars (la biomasse étant achetée en dollars) ce qui lui permet de neutraliser à moyen terme l'évolution des prix.

En sus de la couverture en résultat d'engagements déjà contractés, comptabilisés également dans les comptes sociaux, la CPCU constate en variation de ses capitaux propres consolidés les effets de la volatilité des marchés sur ses transactions futures.

<sup>46</sup> La loi de transition énergétique adoptée à l'été 2015 prévoyait initialement une cible de 56 €/t CO<sub>2</sub> à cet horizon.

<sup>47</sup> International Financial Reporting Standards

Compte tenu des attentes du concédant et de la stratégie de la société visant à prévenir les fluctuations de ces tarifs, ces effets sont de plus en plus significatifs comme l'illustre l'évolution de son résultat global. En 2014, ils dépassent ainsi, avec un solde négatif de 42 M€, le résultat net consolidé du groupe de 25 M€.

**Tableau n° 3 : Évolution du résultat global de la CPCU (en M€)**

	2012	2013	2014	2015	2016	2017
<b>Résultat net consolidé</b>	<b>23</b>	<b>30</b>	<b>25</b>	<b>22</b>	<b>28</b>	<b>35</b>
Var juste valeur couverture flux de trésor	-3	0	-3	11	36	-11
Pertes et gains actuariels	-13	11	-42	6	-16	-2
Autres éléments du résultat global						1
Impôts	6	-3	14	-6	-12	2
<b>Résultat global (OCI)</b>	<b>13</b>	<b>38</b>	<b>-6</b>	<b>33</b>	<b>36</b>	<b>25</b>
OCI = over comprehensive income						

*Rapports annuels – comptes consolidés de la CPCU*

L'importance de ces flux illustre le risque de différentiel de compétitivité, positif ou négatif selon les cas, qui accompagne le choix de protéger les abonnés du réseau de chaleur de fluctuations des cours des combustibles.

## 6 UNE FRAGILITÉ ACCENTUÉE PAR DES CHOCS DE COÛTS

### 6.1 La prédominance de coûts d'approvisionnement principalement variables

Les coûts d'approvisionnement et les coûts de distribution du chauffage urbain parisien s'établissent respectivement autour de 75 %<sup>48</sup> et 25 % du prix de revient de la chaleur vendue. Entre 2000 et 2016, l'ensemble de ces coûts, fixes comme variables, a presque doublé pour des quantités de vapeur livrées inchangées.

La direction régionale et interdépartementale de l'environnement et de l'énergie a publié des extraits d'une étude réalisée en 2012 sur les réseaux de chaleur en Ile-de-France, contributive à l'élaboration du schéma régional Climat Air Energie. Le coût net moyen du réseau (60 €/MWh) apparaît cohérent avec celui observé en 2009 tel qu'issu des tableaux de bord retraités par la chambre, soit 42 €/TV ou 60 €/MWh.

Les coûts d'approvisionnement sont constitués à 70 % de coûts variables et à 30% de coûts fixes. Ces coûts correspondent à la quote-part des coûts de la branche approvisionnement imputés, au prorata des quantités livrées, à la concession parisienne.

<sup>48</sup> Entre 70% et 80%)

## 6.2 Des coûts variables d’approvisionnement objets de multiples chocs

Les coûts variables d’approvisionnement<sup>49</sup> nets des ventes d’électricité sont principalement issus de la production de chaleur par le groupe CPCU<sup>50</sup> et de l’achat de la chaleur produite par le Syctom<sup>51</sup>.

L’analyse de leur évolution révèle plusieurs fragilités de la société : dépendance au pouvoir tarifaire du Syctom, rentabilité des unités de cogénération, coût du verdissement du « mix » énergétique, capacité à profiter des fluctuations des cours des énergies carbonées.

L’augmentation de 35 % des coûts variables entre 2012 à 2016<sup>52</sup> est ainsi le résultat des augmentations de 40 %<sup>53</sup> du coût d’approvisionnement auprès du Syctom<sup>54</sup> et de 25 %<sup>55</sup> des coûts de production des unités du groupe CPCU.

### 6.2.1 Un approvisionnement en chaleur auprès du Syctom devenu moins avantageux

À défaut de marché, les acquisitions de vapeur procèdent de contrats de gré à gré qui intègrent la spécificité des liens qu’entretient la CPCU et ses actionnaires avec le Syctom.

La Ville de Paris est membre du Syctom<sup>56</sup>, actionnaire de la CPCU, autorité concédante de la concession de distribution de chaleur gérée par la CPCU et usager pour le chauffage de son patrimoine immobilier.

Le contrat du 6 février 1989, arrivé à expiration le 31 décembre 2000, avait été prolongé par avenants jusqu’au 31 décembre 2004. Un nouveau contrat cadre tripartite conclu le 21 décembre 2004 a régi les modalités de fourniture de vapeur au réseau CPCU par les trois usines de valorisation énergétiques du syndicat jusqu’au 31 décembre 2017.

Initialement, seule la société Tiru était désignée puisqu’elle était l’unique exploitant des trois usines d’incinération. Suite au renouvellement des marchés des usines d’Issy-les-Moulineaux et d’Ivry, deux nouveaux exploitants ont été intégrés au contrat cadre : la société TSI<sup>57</sup> pour l’usine Isséane<sup>58</sup> et la société Ivry Paris XIII<sup>59</sup> pour l’usine d’Ivry<sup>60</sup>.

Dans son rapport sur l’Agence métropolitaine des déchets ménagers (Syctom) de mai 2016, la chambre avait observé que « d’après une enquête conduite en 2011 par le réseau Amorce sur les données 2010 auprès des producteurs et des exploitants de réseaux de chaleur, les prix de vente de la vapeur à un réseau de chaleur, déclarés par les producteurs, variaient de 11 à 40 €/HT/MWh, soit respectivement de 8,3 €/TV à 30 €/TV<sup>61</sup>. Le prix de vente moyen était de 24 €/HT/MWh, soit 18 €/TV. Avec un prix de vente moyen de 11,3 €/TV en 2010, les prix de vente du Syctom à la CPCU se situaient donc dans la fourchette basse des prix pratiqués

---

49 Soit 173 M€ en 2016

50 125 M€ en 2016 soit 72%

51 53 M€ en 2016 soit 30%. Le Syctom (syndicat mixte central de traitement des ordures ménagères), l’agence métropolitaine des déchets ménagers, traite et valorise les déchets de 81 communes situées sur 11 territoires de la métropole du Grand Paris et 3 communes hors Métropole.

52 de 20 € à 27 € par TV vendue et de 17 € à 23 € par TV livrée.

53 de 12 €/TV à 16 €/TV

54 Le coût d’approvisionnement auprès du Syctom, inférieur de 45% à celui de la CPCU demeure néanmoins particulièrement attractif

55 de 20 €/TV à 25 €/TV

56 Auquel elle a versé une contribution de 119 M€ en 2015

57 Tiru et SITA

58 Avenant n°4 du 10 août 2009

59 Novergie

60 Avenant n°5 du 29 avril 2011

61 Avec 1 TV = 0,75 MWh

dans le secteur. Sur un panel de 38 unités d'incinération d'ordures ménagères (UIOM), une seule vendait à un prix inférieur à celui du Syctom ».

En décembre 2015, un avenant n°7 a prolongé le contrat jusqu'en 2024 tout en modifiant significativement les clauses tarifaires :

- accord sur un complément de prix de vente de 5 € HT/TV (valeur 2015) s'ajoutant au prix actuel d'environ 12 € HT/TV, si les quantités livrées dépassent 3 600 000 TV/an pour les années 2016 et 2017, et 3 450 000 TV/an de 2018 à 2024 ;
- modification de l'échéance du contrat : 31 décembre 2024 au lieu de 31 décembre 2017

Le Syctom et la CPCU ont également convenu dans ce cadre des engagements de livraison et enlèvements de la vapeur suivants :

- le Syctom garantit pour les années 2016 et 2017 un volume de vapeur de 3 600 KTV et un volume de vapeur de 3 450 KTV pour les années 2018 à 2024;
- dans la limite des besoins du réseau, la CPCU s'engage à enlever le maximum de tonnes vapeur et à donner une absolue priorité à la production du Syctom par rapport à toute autre production d'énergie ;
- dans le cas où cette priorité n'est pas respectée, les tonnes vapeur et eau chaude qui n'ont pas été enlevées sont comptabilisées comme des tonnes livrées ;
- les parties réalisent un bilan mensuel des tonnes vapeur et eau chaude qui auraient pu être livrées par les usines du Syctom et celles enlevées par CPCU compte tenu des besoins du réseau ;

Les comptes 2016 et le budget 2017 ont pris en compte ces nouvelles conditions.

Un nouvel avenant tripartite n°8 a été signé avec le Syctom le 20 juin 2017 aux fins d'annuler l'augmentation du prix de vente de la CPCU, appliquée dès le 1<sup>er</sup> janvier 2016 aux délégataires de la première couronne, qui découlait de la hausse du prix d'achat de la vapeur au Syctom prévue par l'avenant n°7 dans les formules d'indexation des différents contrats.

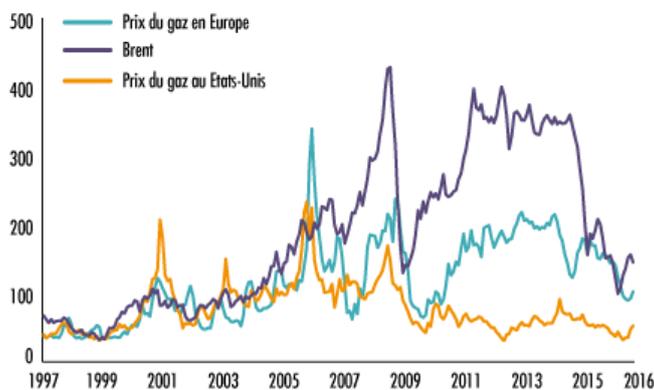
En réponse aux observations de la chambre, le Syctom a souhaité nuancer le caractère moins avantageux de l'approvisionnement en chaleur de la CPCU. Pour le syndicat, un tel adjectif ne rend compte que de l'équilibre économique du contrat liant le Syctom et la CPCU. En effet, même si le prix de la vapeur fournie par le Syctom a été revalorisé dans le cadre de l'avenant n° 7 de décembre 2015, ce prix est conforme aux standards de marché (24 € HT/MWh en moyenne d'après l'étude AMORCE de 2016). Par ailleurs, cet avenant avait pour contrepartie la fixation de niveaux minima de fourniture de vapeur à la CPCU, afin de garantir à celle-ci l'équilibre de son mix énergétique. Pour tenir ces engagements, ce qui a été le cas en 2017 (3,71 millions de tonnes de vapeur fournies) et 2018 (3,70 millions de tonnes), le Syctom a donné une totale priorité à la livraison de vapeur par rapport à la production d'électricité. Cette volonté l'a notamment conduit à profiter des derniers avenants à ses contrats d'exploitation pour introduire une plus grande capacité d'arbitrage en faveur de l'injection de vapeur dans le réseau de la société CPCU.

## **6.2.2 Des coûts variables de production de chaleur, objets d'un triple choc**

Les coûts variables dus à la propre production de chaleur par le groupe CPCU sont, quant à eux, principalement constitués par celui des énergies primaires, dont les prix s'inscrivent dans des marchés particulièrement fluctuants, comme l'illustre le graphique ci-dessous d'évolution des prix du pétrole et du gaz entre 1997 et 2016.

## Graphique n° 2 : Évolution des prix du Brent et du gaz naturel en Europe

ÉVOLUTION DU PRIX DU BRENT ET DU GAZ NATUREL EN EUROPE ET AUX ETATS-UNIS  
BASE 100 JANVIER 2004



Source : *lafinancepourtous.com* d'après la Banque Mondiale

Le choix des énergies constitutives du « mix de production » de la chaleur vise alors à optimiser le rapport entre le coût du bouquet et sa contribution à la préservation de l'environnement, au regard d'objectifs nationaux et locaux.

L'augmentation de 25 % des coûts variables des unités de production du groupe (de 20 €/TV à 25 €/TV) provient de trois chocs distincts.

Les deux premiers chocs, aux effets contraires, ont été provoqués par l'échéance des contrats d'obligation d'achat d'électricité conclus avec EDF puis par la diminution des prix du gaz.

L'échéance des contrats avec EDF, conclus pour 12 ans en 2001, s'est accompagnée d'une très forte diminution des recettes des ventes d'électricité qui contribuaient à diminuer le coût de la vapeur produite par la CPCU et sa filiale Coge Vitry à partir du gaz. Pour la seule CPCU, le produit de ces ventes a diminué de 59 M€ à 5 M€ entre 2012 et 2014.

Le coût net de la vapeur produite à partir du gaz a ainsi plus que doublé entre 2012 et 2014<sup>62</sup> avant de baisser de 25 % entre 2015<sup>63</sup> et 2016<sup>64</sup> grâce aux effets concomitants de la diminution du prix du gaz et de la pleine mobilisation de nouveaux dispositifs de soutien publics.

Le troisième choc, aux effets défavorables, a été l'introduction de biocombustibles dans le « mix » énergétique de façon à dépasser en 2016 un taux de 50 % d'EnRR. L'augmentation de la proportion des EnR&R de 8 % dans le bouquet énergétique, pour dépasser le seuil de 50 % et faire bénéficier l'abonné d'une TVA à taux réduit sur la fourniture de chaleur, a été réalisée à un coût moyen de 50 € par tonne de vapeur.

<sup>62</sup> de 13 €/TV à 31 €/TV

<sup>63</sup> 29 €/TV

<sup>64</sup> 22 € par TV

## **6.3 Des coûts fixes d’approvisionnement liés à l’importance de l’actif de production mobilisé**

### **6.3.1 Une part importante des coûts fixes totaux de la concession**

D’un montant de 76,5 M€ en 2016,<sup>65</sup> les coûts fixes d’approvisionnement imputés à la concession en proportion de la vapeur livrée représentent l’essentiel des coûts fixes de la branche approvisionnement de la CPCU.

Ils sont constitués pour un tiers de coûts d’entretien et de réparation, pour un quart de frais de personnel et pour 15 % des amortissements des unités de production. Le solde est constitué de frais généraux, d’impôts et taxes et d’achats de prestations de service.

L’impact favorable de l’échéance en 2009 d’un important contrat de crédit-bail, au loyer annuel de 11 M€, a été partiellement compensé par l’amortissement accéléré de l’unité de cogénération de Saint-Ouen 3 entre 2009 et 2012, puis totalement neutralisé par l’augmentation significative des charges d’entretien et de réparation qui, depuis 2011, ont augmenté de 70%. Ajoutées aux charges d’amortissement, elles représentent 8 % de l’actif brut productif, soit environ 40 M€ par an.

Les prévisions établies en 2016 apparaissent cohérentes avec ces observations. En sus des dotations annuelles aux amortissements, le rapport du délégataire de l’exercice 2016 prévoit 30 M€ de charges d’entretien par an entre 2017 et 2024, date d’échéance de la concession. S’y ajoute environ 12 M€ par an d’investissement de renouvellement des installations.

Le total des dépenses de maintenance et de renouvellement (hors amortissements) des unités de production s’établit donc autour de 42 M€ par an. Rapporté à la part de la chaleur produite par les installations de la CPCU, soit 2 973 GWh livrés au réseau (44 % du total livré), ce coût s’établit autour de 14 €/MWh.

Il apparaît significatif, d’autant qu’il convient d’y ajouter la rémunération attendue par l’actionnaire du capital mobilisé, Avec une valeur brute de 555 M€ en 2016 et un taux de 7 % avant impôt, il convient donc d’ajouter 39 M€ soit 13 €/MWh.

### **6.3.2 La mobilisation d’un important actif de production**

Malgré la contribution du Sycotom à plus de 40 % de la chaleur produite, la CPCU doit mobiliser, en propre, d’importants moyens de production. Cette situation s’explique notamment par les puissances appelées par les clients du réseau de chaleur pendant la saison de chauffe et par les contraintes de fonctionnement due à la distribution de vapeur d’eau dans le réseau, plutôt que d’eau chaude. À la différence de l’eau, la vapeur d’eau dispose d’une faible inertie thermique. Cela oblige à solliciter concomitamment des unités de production différentes afin de garantir l’équilibre géographique de l’approvisionnement du réseau. Les déperditions thermiques sont ainsi limitées et le temps de réponse aux sollicitations des clients est amélioré.

Par ailleurs, le réseau de distribution présente un faible taux de retour d’eau. Cela oblige la production à collecter, traiter et réchauffer d’importantes quantités d’eau de Seine en substitution des condensats perdus dans les fuites sur le réseau et du fait de la non restitution des condensats par les clients.

---

<sup>65</sup> Les coûts fixes inscrits dans la colonne E du tableau n° 7 « Evolution des coûts de la concession » correspondent à la quote-part des coûts fixes de la branche approvisionnement imputables à la concession, comme restitués dans le tableau ci-dessous.

Dans son rapport du 29 mars 2006 sur les réseaux de chaleur<sup>66</sup>, le Conseil général des mines observait : « qu'il faut une source de chaleur de base et une ou des chaudières d'appoint (...). La première peut fonctionner 2 500 heures, la seconde quelques centaines d'heures (...). Une chaudière au bois tournant plus de 5 000 heures est très performante. Un tel fonctionnement est possible dans des zones d'activité ou, en chauffage urbain, si l'on chauffe, l'été, des piscines, des hôpitaux, des entreprises ou encore pour faire du froid. Une « durée » de 2 500 heures est courante. On voit certains projets de réseaux où la « durée » de fonctionnement est inférieure à 2 000 heures ; alors la capacité de la chaudière est sans doute excessive et les coûts s'en ressentent durement. »

La CPCU observe que cette approche n'est pas adaptée à son activité. La société doit assurer une production de chaleur pour l'eau chaude sanitaire. Par ailleurs, il est impossible d'arrêter le réseau plusieurs semaines puis de le redémarrer à nouveau (problème de moyen et de durée de remise en vapeur).

Le rapport du délégataire pour l'exercice 2016 précise les puissances thermiques et la quantité d'énergie livrée par chaque unité de production.

**Tableau n° 4 : Puissance thermique des unités de production de chaleur**

	Puissance thermique en MW	Nbre de Chaudières ou fours	Energie livrée au réseau en GWH (1)	% du total de l'énergie livrée	Durée fonct à pleine puissance en heures (1)
Unités de la CPCU					
Bercy	495	4	209	3%	422
Ivry	371	3	111	2%	299
Grenelle	548	5	217	3%	396
Vaugirard	371	3	227	3%	612
Kremin Bicetre	17	1	1	0%	59
St Ouen 1	280	2	304	4%	1086
St Ouen 2	495	2	1469	22%	2968
St Ouen 3	326	1	435	6%	1334
Sout total	2903	21	2973	44%	1024
Unités de la SNC Cogé Vitry					
Vitry	350	1	900	13%	2571
Unités du Sycotm					
Ivry	146	2	899	13%	6158
St Ouen	146	3	1258	19%	8616
Isseane	105	2	737	11%	7019
Sout Total	397	7	2894	43%	7290
<b>TOTAL GENERAL</b>	<b>3650</b>	<b>29</b>	<b>6767</b>	<b>100%</b>	<b>1854</b>
(1) Calcul CRC Ile-de-France					

Source : Rapport annuel 2016 du délégataire

La puissance thermique indique la quantité maximale d'énergie que l'unité pourrait livrer si elle fonctionnait à pleine puissance.

Comme l'observe la société, la puissance thermique maximale de chaque unité tient compte également du dimensionnement de la canalisation (par exemple en sortie de Saint-Ouen et de la liaison Ivry-Vitry), des pertes en ligne et du rendement du réseau. Ainsi, la puissance totale disponible n'est pas la somme des puissances thermiques de chaque unité.

Sans ignorer la dimension simplificatrice de son approche, la chambre observe néanmoins que l'unité de Bercy, en fonctionnant à pleine puissance, pourrait ainsi livrer 495 MW par

<sup>66</sup> Rapport relatif à la stratégie à adopter en matière de développement des réseaux de chaleur en France, publié par le Conseil général des Mines en 2006, sur demande du ministre de l'Industrie.

heure. L'énergie qu'elle livre équivaut donc à un fonctionnement équivalent à pleine puissance de 422 heures<sup>67</sup> au regard d'un nombre total d'heures disponibles pour une année de 8 760 heures

En 2012, un rapport d'expertise avait déjà observé l'existence de ces importantes capacités de production au regard de l'énergie livrée en prenant en compte une journée particulièrement froide, le 8 février 2012 date à laquelle la température extérieure s'établissait à - 4°C avec un pic à - 6,6°C.

Aux termes de l'article 33 bis de la convention, la puissance souscrite par l'abonné est la puissance calorifique maximale que le concessionnaire est tenu de mettre à disposition à la vanne de branchement pour une température extérieure de référence fixée à - 5°C mesurée à la station météorologique de Paris Montsouris.

Le rapport d'expertise observait que « les usines du Sycatom ont assuré une production normale (510 t/h en moyenne) le 8 février. Avec une puissance de 3 545 t/h disponible coté CPCU, le débit record de 3 130 t/h paraît faible au regard de la puissance globale disponible de 4 055 t/h au même moment. Il restait donc 925 t/h disponibles sur l'ensemble du parc CPCU. La surpuissance globale de production de chaleur s'élève alors à 30 % (13 % sans le Sycatom). »

La société observe néanmoins que dans le cadre de l'audit technique et environnemental à réaliser tous les cinq ans, le rapport d'expertise de 2012 a été mis à jour en 2017. Les données mentionnées ont été actualisées, la « surpuissance » s'établissant désormais à 21 %. (9 % sans le Sycatom). Au regard du débit maximal de 3 310 t/h observé le 7 février 1991, les marges de manœuvre seraient alors respectivement de 16 % avec le Sycatom, et de 4 % sans le Sycatom. *Par ailleurs, « ces chiffres, s'ils sont cohérents au regard des capacités de production dans leur ensemble, ne reflètent pas complètement la marge de sécurité réelle. En effet, pour une période de froid aux alentours de -8°C, c'est tous les sites de production qui seraient engagés, limitant la capacité à combler une défaillance d'un outil de production. »*

Le rapport établi en 2012 observait également que certaines centrales se sont trouvées en manque d'eau, ce qui avait contraint la CPCU à réduire leur production. Le taux de restitution s'élevait à 49 % et plusieurs installations de traitement d'eau étaient indisponibles dans la matinée. La présence de volumes de stockage d'eau permet temporairement de maintenir la fourniture de vapeur pendant ces périodes durant lesquelles la consommation d'eau traitée dépasse les capacités de production. L'amélioration du taux de retour d'eau et de l'augmentation des capacités de stockage et de traitement d'eau constituaient dans ce cadre deux voies d'amélioration.

A cet égard, la CPCU précise qu'elle a donc renforcé le plan quadriennal de renouvellement du réseau de retour d'eau, ajouté un traitement d'eau à l'unité de production de Vaugirard et a renforcé celui de l'unité de Bercy.

Le rapport concluait que « La surpuissance des installations de production de chaleur CPCU + Sycatom lors de cette période était évaluée à 30 % (17 % hors Sycatom) et offre une marge de sécurité suffisante. D'une manière générale, la surpuissance globale des installations de production de chaleur était estimée à 20 % (5 % hors Sycatom), dans le cas d'un épisode de froid long à - 5°C de moyenne ».

La CPCU observe néanmoins que pour des températures inférieures à - 5 degrés et en tenant compte d'une très bonne disponibilité des outils de production et des arrêts programmés du Sycatom en hiver, les outils de production de la CPCU (en excluant la cogénération de Vitry) seraient dans l'incapacité de répondre à la totalité de la demande de chaleur des abonnés.

---

<sup>67</sup> 209 000 MWh/495.

Par ailleurs, à partir de - 8 degrés, au-delà d'une pleine production du Sycotom et de l'usine de Vitry, tous les sites de production de CPCU deviennent nécessaires pour permettre d'alimenter l'ensemble des abonnés de la concession parisienne, limitant la capacité à combler une défaillance d'un outil de production.

Enfin la CPCU souligne l'intensité de certains épisodes climatiques même si ceux-ci demeurent ponctuels.

## **6.4 Des coûts de distribution exclusivement fixes soumis aux fluctuations des provisions**

### **6.4.1 Des coûts de distribution exclusivement fixes**

Les coûts de distribution sont uniquement constitués de coûts fixes non proportionnels aux quantités de vapeur distribuées. D'un montant un peu inférieur aux coûts fixes de production, ils présentent globalement une structure assez proche de celle des coûts de production avec néanmoins quelques différences.

Les frais de personnel moyens de distribution au cours de la période 2012-2016 ont augmenté de 7 % par rapport à la période 2000-2004, contre 70 % pour les frais de personnel de production. Les frais généraux moyens de production ont augmenté de 60 % sur la même période alors qu'ils sont demeurés stables pour la distribution.

Cependant, la principale différence est constituée par l'importance et la fluctuation des soldes de dotations et reprises aux provisions pour risques et charges qui concernent le réseau de distribution.

### **6.4.2 Le préfinancement d'un double dispositif de fiabilisation du réseau**

Le réseau de distribution de chaleur de la CPCU est constitué de 375 km de canalisations qui comportent généralement une tuyauterie aller vapeur et une tuyauterie de retour d'eau (de condensats). Seulement une trentaine de kilomètres ne sont plus équipés de retour d'eau depuis les années 70.

Si le réseau de vapeur paraît en bon état, le réseau de retour d'eau a connu une nette dégradation jusqu'en 2015. Le taux de retour d'eau est passé de 60 % en 1995 à 34 % en 2014 pour remonter ensuite à 36 % en 2015. Cette amélioration se poursuit avec un taux de 44 % en 2017.

Le réseau de retour d'eau de la CPCU n'est pas, en théorie, nécessaire à la fourniture d'énergie primaire à ses clients. Le réseau vapeur seul est suffisant à l'image du réseau de chauffage urbain de New-York qui fonctionne sans retour<sup>68</sup>. Cependant, la récupération de l'eau chaude de retour (70°C en moyenne) constitue à la fois enjeu économique (coût de l'eau et de la chaleur), écologique (efficacité énergétique, bilan de production de gaz à effet de serre) et règlementaire<sup>69</sup>. Le surcoût annuel total de la collecte d'eau dans la Seine et de son traitement est estimé à 20 M€. La moitié de ce surcoût pourrait être évitée par une fiabilisation.

---

<sup>68</sup> La société a précisé que cette question a d'ailleurs fait l'objet d'une étude en 2012 qui a conclu à l'impossibilité de l'abandon du retour d'eau compte tenu des inconvénients majeurs que cela implique, notamment la non récupération des purges du réseau et l'envoi massif dans les égouts à une température élevée, des coûts d'investissement et de production d'eau neuve très importants

<sup>69</sup> Respect de la loi sur l'eau et notamment de l'obligation de rejet inférieurs à 30°C dans les réseaux d'assainissement.

De surcroît, aux termes des articles 21<sup>70</sup>, 39-1<sup>71</sup> et 43<sup>72</sup> du traité de concession, la CPCU a l'obligation d'entretenir le réseau de distribution, de le renouveler s'il y a lieu, et de le restituer en état normal d'entretien et de fonctionnement à la Ville de Paris à l'échéance de la concession.

Au regard de ces obligations, le concessionnaire a mis en œuvre une démarche dite de « fiabilisation » de son réseau de retour d'eau. La fiabilisation du réseau, articulée autour d'une double démarche préventive et curative, vise à s'assurer par des inspections, des réparations ou des remplacements de segments de tronçons que le réseau ne présente pas de risque de fuite d'eau. La fiabilisation d'un tronçon peut ainsi intervenir de façon préventive dans le cadre d'un programme pluriannuel ou de façon curative lors de la détection d'une fuite d'eau. Dans le cadre de ces deux démarches complémentaires, la CPCU comptabilise depuis 2005 deux provisions, normalement bien distinctes.

**Tableau n° 5 : Évolution des provisions pour risques et pour charges de renouvellement sur retour d'eau**

Année	Prov pour risque (pour réparation) sur retours d'eau					Prov pour charges sur retours d'eau					Total
	SI	DOT	REP	DOT/REP	SF	SI	DOT	REP	DOT/REP	SF	
2000						0	0	0	0	0	0
2001						0	24 931	0	24 931	24 931	24 931
2002						24 931	0	-446	-446	24 485	-446
2003						24 845	6 138	-1 613	4 525	29 370	4 525
2004						29 370	11 508	-1 799	9 709	39 079	9 709
2005	39 079	26 990	-5 938	21 052	60 131					0	21 052
2006	60 131	14 691	-12 858	1 833	61 964	0	0	0	0	0	1 833
2007	61 965	19 117	-18 756	361	62 316	0	0	0	0	0	361
2008	62 316	29 966	-12 811	17 155	79 471	0	0	0	0	0	17 155
2009	79 471	11 182	-6 675	4 507	83 978	0	17 677	0	17 677	17 677	22 184
2010	83 978	9 876	-8 844	1 032	85 010	17 677	13 772	-3 596	10 176	27 853	11 208
2011	85 010	1 984	-9 669	-7 685	77 325	27 853	12 760	-860	11 900	39 753	4 215
2012	77 325	7 473	-7 038	435	77 760	39 753	796	-11 101	-10 305	29 448	-9 870
2013	77 760	4 213	-6 878	-2 665	75 095	29 448	2	-1 181	-1 179	28 269	-3 844
2014	75 095	1 729	-11 266	-9 537	65 558	28 269	19 281	-11 439	7 842	36 111	-1 695
2015	65 558	15 927	-14 641	1 286	66 844	36 111	15 837	-36 111	-20 274	15 837	-18 988
2016	66 844	1 912	-4 770	-2 858	63 987	15 837	39	-5 079	-5 040	10 797	-7 898

Source : CRC à partir des rapports annuels du délégataire

La fiabilisation préventive est partiellement préfinancée par la constitution d'une provision pour charges de renouvellement des retours d'eau. Cette provision a pour objet de préfinancer l'augmentation, depuis leur mise en service, du coût des canalisations de retour d'eau remplacées dès lors que ce remplacement doit intervenir avant la fin de la concession. Seul le différentiel de coût a donc vocation à faire l'objet d'une provision. Au 31 décembre 2015, les investissements prévisionnels de renouvellement pour la période 2016 à 2024, issus des prévisions inscrites dans le rapport annuel du délégataire (cf. annexe 7), s'établissaient à 86 M€ et la provision pour renouvellement à 15 M€<sup>73</sup> à la même date.

Les réparations du réseau, dénommée fiabilisation curative, sont, quant à elles, partiellement préfinancées par la constitution d'une provision pour risques de réparation sur les retours d'eau. Aux 31 décembre 2015, le montant prévisionnel des charges de maintenance du réseau de retour d'eau pour la période 2016-2024 s'établissait à 72 M€, auquel il convient d'ajouter 45 M€ au titre du désamiantage, comme indiqué en annexe. L'encours de la provision pour

<sup>70</sup> Article 21 : Tous les ouvrages en service affectés à la production et à la distribution de la chaleur, sur le territoire de la Ville de Paris, ou en dehors de ce territoire, seront entretenus et s'il y a lieu renouvelés par les soins du concessionnaire et à ses frais

<sup>71</sup> À la fin de la concession, l'ensemble des biens de retour définis à l'article 6.1, seront remis gratuitement à la Ville de Paris, en état normal de fonctionnement

<sup>72</sup> En cas de rachat ou en cas de reprise à l'expiration de la concession, le concessionnaire sera tenu de remettre à la Ville de Paris, en état normal d'entretien, tous les ouvrages et équipements, le mobilier et les biens immatériels nécessaires à l'exploitation du service de distribution qui font partie intégrante de la concession et sont qualifiés de biens de retour tels que définis à l'article 6.1 ci-dessus.

<sup>73</sup> 40% des provisions pour charges de la CPCU

risques de réparation sur retour d'eau<sup>74</sup> à la même date s'établissait quant à lui à 67 M€<sup>75</sup>. Les dépenses de réparation et d'investissement de renouvellement préfinancées par les provisions pour risques de réparation et pour charges de renouvellement apparaissent donc inférieures aux dépenses prévues d'ici 2024.

### 6.4.3 La provision pour risques de réparation des retours d'eau

Aux termes des dispositions du PCG<sup>76</sup>, la constitution d'une provision suppose le respect des trois conditions cumulatives suivantes : (a) l'existence d'une obligation envers un tiers à la clôture de l'exercice<sup>77</sup>; (b) la nécessité certaine ou probable à la date d'arrêté des comptes, pour éteindre l'obligation, d'une sortie de ressources sans contrepartie équivalente ; (c) la possibilité d'estimer cette sortie de ressources avec une fiabilité suffisante.

En ce qui concerne la nature de l'obligation constitutive de la provision, la CPCU considère qu'elle procède d'une obligation règlementaire.

Suite à des accidents, le ministre délégué à l'industrie a demandé à la CPCU par une décision du 16 février 2004 relative au réseau de transport de vapeur : (a) d'une part de mettre en place un programme de surveillance et de maintenance visant à prévenir toute arrivée d'eau dans les caniveaux contenant les canalisations vapeur<sup>78</sup>, (b) et, d'autre part, de rendre compte de sa réalisation<sup>79</sup>. Pour la CPCU, la formulation de cette demande constitue une obligation de réparation des fuites sur les retours d'eau, obligeant au provisionnement de leur coût prévisionnel jusqu'à l'échéance de la concession.

En réponse aux interrogations de la chambre, la société a précisé que la demande ainsi formulée par le ministre participait d'une obligation de mise en sécurité, une obligation de mise en conformité supposant des dépenses d'investissement insusceptibles de préfinancement par une provision pour risques.

Pour justifier un préfinancement par une provision pour risques, les réparations des tronçons objets des provisions ne doivent pas avoir pour effet d'allonger leur durée de vie. Elles constitueraient sinon des dépenses d'investissement éligibles à un préfinancement par une provision pour charges de renouvellement, qui, en dépit de son nom, a vocation à préfinancer des investissements de renouvellement. La différence de caractère comptable des travaux détermine donc le choix de la provision qui les préfinance. L'effet ultérieur de la distinction sur les flux du compte de résultat est significatif :

- La reprise en produit de la provision pour risques de réparation, qui intervient lors de la réalisation des travaux, s'accompagne de la comptabilisation en charge du coût de la réparation effectuée.

---

<sup>74</sup> Compte 151800

<sup>75</sup> Soit 85% des provisions pour risques de la CPCU

<sup>76</sup> Articles 321-5, 322-1, 322-2, 322-8. Cf. memento comptable & 2577

<sup>77</sup> Si l'obligation est seulement potentielle ou conditionnelle il n'en résulte pas une provision mais un passif éventuel

<sup>78</sup> Aux termes de son article 3 : « La CPCU doit mettre en œuvre les dispositions techniques de surveillance et de maintenance de son réseau, selon des procédures documentées, préétablies et systématiques. Ces dispositions comprennent en particulier un programme de surveillance spécifique et formalisé des différents points singuliers du réseau. Ce programme pluriannuel recense les risques identifiés, précise les actions à entreprendre pour y remédier, notamment en ce qui concerne : (a) les arrivées d'eau dans les caniveaux contenant les canalisations et dans les autres ouvrages souterrains ; (b) l'évacuation des eaux de condensation qui se forment à l'intérieur des canalisations ; (c) la suppression des éléments suspects ou susceptibles de constituer un point faible du réseau. Il doit être remis au directeur régional de l'industrie, de la recherche et de l'environnement d'Ile de France dans un délai de 3 mois. »

<sup>79</sup> Aux termes de son article 5 : « Les programmes cités aux articles 2 et 3 ci-avant sont mis à jour chaque année et il est rendu compte de leur réalisation trimestriellement au directeur régional de l'industrie, de la recherche et de l'environnement d'Ile de France. »

- La reprise en produit de la provision pour charges de renouvellement intervient dès l'approbation implicite par la Ville de Paris des travaux à réaliser. L'investissement résultant de la comptabilisation des travaux réalisés a un impact sur le compte de résultat de la CPCU seulement par l'intermédiaire de la charge annuelle d'amortissement, égale à 1/30<sup>ème</sup> de la dépense réalisée. Par ailleurs, cette comptabilisation s'accompagne d'une créance sur le concédant à faire valoir à l'échéance de la concession, au titre de l'indemnité de fin de concession », égale à la valeur nette comptable de l'investissement en 2024.

Au-delà de la simple recherche d'une bonne information, les enjeux de la distinction comptable sont donc importants. Dans le cas d'une comptabilisation en charge, le financement est assuré par l'abonné à travers les produits générés par la tarification. Dans le cas d'une comptabilisation en investissement, une partie importante du financement est reportée sur le concédant, ou sur le futur concessionnaire, par l'intermédiaire du mécanisme de l'indemnité de fin de concession.

La chambre comprend que le critère de distinction de la société est l'effet des travaux sur la durée de vie du tronçon concerné et donc, par son intermédiaire, sur la durée de vie du réseau dans son ensemble.

#### **6.4.4 Une attribution du reliquat à l'échéance du contrat à préciser**

Si la CPCU semble considérer que le reliquat à l'échéance du contrat des sommes constituées à titre de provisions à vocation à être restitué au concédant, aucune stipulation contractuelle ne le prévoit explicitement à ce jour.

Dans son rapport public thématique de 2003 sur la gestion des services publics d'eau et d'assainissement, la Cour des comptes évoquait *la notion introduite par les délégataires de « garantie de renouvellement qui ne correspondait à aucune disposition fiscale ou comptable expresse, à la différence de la provision pour renouvellement*. Introduite unilatéralement par les grands distributeurs d'eau, sans avenant au contrat de délégation, elle se présentait comme une prime d'assurance en contrepartie de laquelle le délégataire s'engageait à réaliser les travaux nécessaires à la continuité et au bon fonctionnement du service public. Elle visait à prémunir contre les conséquences des aléas, non à les prévenir. Par rapport à la provision, destinée à couvrir une charge prévisible, la garantie visait à couvrir un risque de travaux qui ne se réaliserait pas nécessairement. Le montant non utilisé en fin de contrat avait vocation à revenir au délégataire, sauf stipulations contractuelles contraires.

La provision pour risques ainsi constituée n'apparaît pas très différente d'une provision pour garantie de réparation, préfinancée non par une prime versée par le concédant mais par le tarif facturé à l'abonné.

Dans une jurisprudence de 2014, il a été jugé qu'en l'absence de disposition dans le contrat prévoyant la rétrocession à l'autorité délégante des sommes constituées à titre de provisions, le délégataire peut en conserver le bénéfice. Dès lors, une stipulation relative au devenir du reliquat de la provision pour risques de réparation permettrait de sécuriser les intérêts des abonnés, financeurs dudit reliquat.

Une jurisprudence plus récente du Conseil d'État a quant à elle considéré que les provisions constituées pour les travaux de renouvellement des biens nécessaires au service public font retour à l'autorité publique, y compris lorsqu'elles excèdent les montants exigés par ces travaux (CE, 18 octobre 2018, req. N°420097).

La Ville a précisé que le sujet des provisions fera l'objet d'une étude particulièrement fine dans les audits de fin de contrat, qui devraient être engagés dans quelques mois.

Sans ignorer la jurisprudence, la chambre invite la Ville à préciser dans le contrat l'attribution du reliquat de la provision pour risques sur les retours d'eau et formule la recommandation suivante qui concerne aussi la provision pour charge de renouvellement des retours d'eau

**Recommandation n° 5 : Préciser dans le contrat de concession l'attribution du reliquat des provisions pour risques et des provisions pour charges de renouvellement des retours d'eau.**

#### 6.4.5 La provision pour charges de renouvellement des retours d'eau

Depuis 2009, la CPCU comptabilise une provision pour charges au titre du renouvellement de certains tronçons. La provision pour charges de renouvellement des retours d'eau n'a pas pour objet de préfinancer la totalité du coût de remplacement des canalisations éligibles. Son montant doit être égal à la seule différence entre l'estimation, ajustée chaque année du coût de remplacement à l'identique (ou à capacité de production égale) de la canalisation concédée, et le coût d'achat ou de production initial de ladite canalisation, tous deux calculés subventions déduites.

Comme l'indique le memento comptable<sup>80</sup>, pour pouvoir être constituée, cette provision doit être adossée à un plan de renouvellement en fonction des ressources, fixant la date et le montant du renouvellement pour chaque bien, avec corrections ultérieures si les circonstances le justifient. Fiscalement il en est de même.

Depuis 2008 la CPCU a mis en place successivement trois programmes de maintenance préventive, constitutifs de provisions pour renouvellement. Un premier programme, décennal, (2008-2017) a été remplacé à partir de 2013 par un programme quadriennal (2014-2017) qui a permis d'améliorer le taux de retour d'eau de 34 % en 2014 à 44 % en 2017. Un second programme quadriennal (2018 à 2021) est en cours d'élaboration avec la Ville. Un dernier programme devrait alors suivre jusqu'à l'échéance de la concession.

Pour être éligibles à la provision, les tronçons doivent donc faire l'objet d'une inscription au programme pluriannuel prévisionnel de premier établissement et de grosse modernisation pour les années n+2, n+3 et n+4, que le concédant juge utile d'entreprendre conformément à l'article 7-1 du contrat de concession. L'inclusion d'un tronçon dans un de ces programmes successifs de maintenance préventive ne suffit pas cependant à la constitution de la provision correspondante. Il faut ensuite procéder au chiffrage de son remplacement.

La chambre estime que la dotation à la provision pour renouvellement des canalisations de retour d'eau (les canalisations de transport de la vapeur ne sont pas concernées) pourrait s'inscrire dans le cadre d'un plan global jusqu'à l'échéance du contrat, les estimations étant ultérieurement ajustées.

Pour la société, les dotations et les reprises résultent des principes comptables, de l'appréciation par le management de CPCU des programmes de renouvellement, de la réalisation de la mise à jour des programmes de travaux et des évolutions des normes comptables (comme cela a notamment été le cas avec l'amiante). Résultant de ces différents éléments, ils ne peuvent en aucun cas être interprétés comme des décisions d'opportunité.

Pour les commissaires aux comptes de la CPCU, l'adossement du calcul de la provision à un plan technique de travaux approuvé, même s'il n'est pas global, permet d'assurer la fiabilité et le caractère auditable de la provision et d'éviter ainsi que l'estimation de cette dernière soit aléatoire et soumise à des décisions d'opportunités. Concernant le caractère opportun de ces

<sup>80</sup> Memento comptable Francis Lefebvre & 4125

plans, les commissaires aux comptes rappellent que leur adoption est le résultat d'échanges approfondis et formalisés entre le concessionnaire et le concédant.

L'adossement de la provision à une succession de plans établis selon une fréquence, un périmètre et un rythme de déploiement ad hoc expose sa constitution à des décisions d'opportunité susceptibles d'altérer l'image fidèle.

Le contrat de concession pourrait inclure une stipulation relative à l'attribution du reliquat de la provision à l'échéance. La Ville a précisé que, selon elle, les reliquats de provisions pour renouvellement sont des dettes du concessionnaire envers le concédant, dans la mesure où le contrat de concession le spécifie, ce qui n'est pas le cas actuellement.

**Recommandation n° 6 : Établir une programmation indicative de renouvellement des retours d'eau jusqu'à l'échéance de la concession**

#### 6.4.6 Les enjeux du caractère « modernisant » des renouvellements

Lorsque le renouvellement intervient, la doctrine prescrit<sup>81</sup> en général de maintenir la provision au bilan, par virement du compte 156 « *provisions pour charges de renouvellement* » au compte 2295 des droits du concédant « *Mise en concession par le concessionnaire* ». Ce maintien au passif du bilan interdit sa distribution en cours de concession afin d'éviter un appauvrissement de la société lors de la remise gratuite des biens au concédant.

Au cas considéré, le renouvellement, lorsqu'il est approuvé par la Ville de Paris, présente le plus souvent un caractère « modernisant »<sup>82</sup> au sens de stipulations liées des article 39-2 et 6-1 du contrat de concession. Considéré dès lors comme un nouvel investissement intervenu après le 1<sup>er</sup> janvier 2001, il permet au concessionnaire de se prévaloir à l'échéance de la concession de l'indemnité de fin de concession définie par l'article 39-2 du contrat de concession pour une valeur égale sa valeur nette comptable. Dès lors, il n'y a pas lieu de protéger la société contre l'appauvrissement consécutif à l'obligation, attachée aux biens de retour, d'une restitution au concédant à titre gratuit de l'investissement effectué à l'échéance du contrat. Aussi, contrairement au traitement comptable généralement prescrit, la CPCU considère que la provision peut être reprise en résultat.

Le caractère modernisant du renouvellement apparaît donc déterminant. Il conditionne la constatation par la CPCU d'une créance sur le concédant, et donc la possibilité de reprendre en produit, dans le résultat de la société, la provision préalablement constituée.

La quasi-totalité des renouvellements de canalisation de la société est jugée de nature modernisante. En effet, la société a précisé<sup>83</sup> qu'un nouveau standard de construction<sup>84</sup> avait été mis en œuvre. Il vise à prolonger la durée de vie des canalisations de retour d'eau au-delà de 30 ans. Il consiste notamment dans un retour d'eau, en acier enrobé de polypropylène afin d'éviter la corrosion externe, et dans une couverture du caniveau par dalle continue afin d'éviter les entrées d'eau et de sable.

<sup>81</sup> Memento comptable Francis Lefebvre & 4125

<sup>82</sup> Programmes pluriannuels de travaux de premier établissement ou de modernisation

<sup>83</sup> Question 29

<sup>84</sup> Explicité lors du Conseil d'Administration d'août 2008

#### **6.4.7 Une trajectoire de préfinancement des obligations contractuelles à mieux documenter**

En 2024, le réseau de distribution fera l'objet d'une restitution à la Ville de Paris qui versera en contrepartie une indemnité de fin de concession dont le montant prévisionnel s'établissait en 2016 à 457 M€.

Conformément aux stipulations contractuelles<sup>85</sup> le réseau de distribution doit être remis en « *état normal de fonctionnement* » et avoir « *fait l'objet de tous les renouvellements nécessaires* » en 2024.

Statistiquement les tronçons affectés par les risques de fuite sont ceux dont l'âge dépasse 40 ans<sup>86</sup>.

Sauf à être éligibles ultérieurement<sup>87</sup> à une provision pour renouvellement, le préfinancement de l'obligation de restitution en état normal de fonctionnement repose aujourd'hui sur une provision pour la réalisation de travaux « *de simple réparation* »<sup>88</sup>.

Comme indiqué plus haut, la provision pour risques de réparation s'est établie à 67 M€ au 31 décembre 2015 et les dépenses prévisionnelles de réparation à 72 M€. A la même date, les dépenses prévisionnelles d'investissement de renouvellement des retours d'eau pour la période 2016-2024 s'établissent à 87 M€ et l'encours de la provision pour renouvellement à seulement 16 M€<sup>89</sup>. L'enveloppe des préfinancements constituée pour répondre aux obligations stipulées aux articles 21 et 39-1 du contrat de concession apparaît donc à ce jour en retrait des besoins tels qu'estimés par la société.

A cet égard, la CPCU rappelle le caractère facultatif de la provision établie en accord avec le concédant, à partir de programmes quadriennaux successifs, afin d'en permettre une documentation suffisante.

Pour sa part, la Ville de Paris observe que pour mettre en œuvre les dispositions contractuelles relatives à la fin de contrat, les parties devront au préalable s'entendre sur le critère « *état normal de fonctionnement* » mentionné à l'article 39-1.

Pour la Ville, en référence à des situations contractuelles comparables, l'état normal du service peut être défini comme l'état permettant à un tiers exploitant la reprise des installations sans à-coup perceptible par les usagers et dans un processus événementiel lissé entre les opérateurs consécutifs. Par processus lissé, il convient de comprendre qu'il n'est pas attendu de surcroît d'événements dans la période consécutive au renouvellement du contrat, du fait d'actes de surveillance et/ou de maintenance retardés, ou de réparations différées. Les pertes en eau ont principalement pour origines la non restitution en sous-station (responsabilité de l'abonné) et les fuites sur le réseau retour. Les parts respectives des causes devront être établies précisément (le déploiement en cours des compteurs communicants y contribuera) avant de fixer une cible de taux de retour d'eau pour 2024. À titre indicatif, le plan 2018-2021 de fiabilisation du réseau retour est assorti d'un objectif de 56 % pour ce taux en 2021.

La Ville confirme que le seul plan de remise en état du réseau porte sur le réseau de retour d'eau sur la période 2018-2021. Un dernier plan sur la période 2022-2024 viendra terminer

---

<sup>85</sup> Article 39-1 du contrat de concession : « *A la fin de la concession, l'ensemble des biens de retour seront remis à la Ville de Paris en état normal de fonctionnement* ». Article 21 : « Tous les ouvrages, seront entretenus et s'il y a lieu renouvelés par les soins du concessionnaire et à ses frais »

<sup>86</sup> Rapport d'expertise de 2012, p. 95.

<sup>87</sup> Il ne peut être comptabilisé concomitamment une provision pour risques de réparation et une provision pour charge de renouvellement

<sup>88</sup> Soudage de coquilles ou ajout d'une manchette

<sup>89</sup> La situation est similaire au 31/12/2016 avec un encours de provision de renouvellement de 11 M€ et des prévisions de dépenses de 68 M€ ;.

l'opération. Le besoin de financement total estimé par la CPCU est d'environ 100M€ jusqu'à la fin de la concession.

La Ville souligne que la constitution de provision de renouvellement par la CPCU est réalisée lors du fait générateur, c'est à dire après l'acceptation du plan d'investissement par la Ville de Paris. Compte tenu des contraintes opérationnelles de programmation et de coordination des travaux des concessionnaires à Paris, il est difficile d'avoir une vision au-delà de trois ou quatre ans. Le plan d'investissement ne couvre donc pas encore les dernières années de la concession. Les comptes de la concession de 2018 n'étant pas encore disponibles au moment du contrôle de la chambre (ils devaient être transmis par le concessionnaire à l'autorité délégante le 31 mai 2019), la Ville ne connaissait pas l'état des provisions pour renouvellement qui auraient été constituées sur l'exercice 2018.

Compte tenu de l'impact financier potentiel des obligations de renouvellement à l'échéance de la concession, la chambre formule la recommandation suivante.

**Recommandation n° 7 : Documenter la trajectoire de préfinancement des obligations contractuelles de restitution d'un réseau en état normal de fonctionnement.**

## 7 UNE COMMUNICATION FINANCIÈRE À DÉVELOPPER

### 7.1 Les obligations réglementaires

L'obligation législative de produire des comptes de la délégation procède de l'ajout d'un article 40-1 à la loi du 29 janvier 1993 par la loi 95-127 du 28 février 1995 aux termes suivants : « *Le délégataire produit chaque année avant le 1<sup>er</sup> juin à l'autorité délégante un rapport comportant notamment les comptes retraçant la totalité des opérations afférentes à l'exécution de la délégation de service public et une analyse de la qualité de service.* » Cette obligation a été précisée par les dispositions du décret 2005-236 du 14 mars 2005 codifiées à l'article R. 1411-7 du CGCT dans les termes ci-dessous.

« Le rapport du délégataire respecte les principes comptables d'indépendance des exercices et de permanence des méthodes. Il comprend notamment les données comptables suivantes : a) le compte annuel de résultat de l'exploitation de la délégation<sup>90</sup>; b) une présentation des méthodes et des éléments de calcul économique annuel et pluriannuel retenus pour la détermination des produits et charges directs et indirects imputés au compte de résultat<sup>91</sup> de l'exploitation ; c) Un inventaire des biens désignés au contrat comme biens de retour et de reprise du service délégué ; d) le programme d'investissement des biens nécessaires à l'exploitation du service public délégué, y compris au regard des normes environnementales et de sécurité ; e) Un état du suivi du programme contractuel d'investissements en renouvellement des biens nécessaires à l'exploitation du service public délégué ainsi qu'une présentation de la méthode de calcul de la charge économique imputée au compte annuel de résultat d'exploitation de la délégation ; h) Les engagements à incidences financières, y compris en matière de personnel, liés à la délégation de service public et nécessaires à la continuité du service public ».

Les évolutions réglementaires<sup>92</sup> intervenues ultérieurement n'ont pas modifié ces obligations. Aux termes de l'article 33 du décret n° 2016-86 du 1<sup>er</sup> février 2016 relatif aux contrats de concession, ce rapport doit être remis à l'autorité concédante avant le 1<sup>er</sup> juin. Dès réception,

<sup>90</sup> Pour l'établissement de ce compte, l'imputation des charges s'effectue par affectation directe pour les charges directes et selon des critères internes issus de la comptabilité analytique ou selon une clé de répartition dont les modalités sont précisées dans le rapport pour les charges indirectes, notamment les charges de structure

<sup>91</sup> Les méthodes étant identiques d'une année sur l'autre sauf modification exceptionnelle et dûment motivée

<sup>92</sup> Ordonnance n°2016-65 du 29 janvier 2016 et décret n°2016-86 du 1<sup>er</sup> février 2016.

le rapport, qui doit être joint au compte administratif en application de l'article R. 1411-8 du CGCT, est inscrit à la plus proche réunion de l'assemblée délibérante de la collectivité ou de l'établissement public (en vertu de l'article L. 1411-3 du même code), et en tout état de cause avant le 30 juin, échéance avant laquelle l'assemblée délibérante doit arrêter les comptes.

L'article L. 1413-1 du code général des collectivités territoriales ajoute que le rapport doit, en outre, être examiné par les commissions consultatives des services publics locaux dans les communes de plus de 10 000 habitants.

## 7.2 Les stipulations contractuelles

L'obligation contractuelle de produire des comptes de la délégation n'a été formalisée qu'avec l'avenant n° 8 du 20 décembre 2004.

Un nouvel article 37-2 ajouté à la convention stipule que le concessionnaire fournit à la Ville de Paris, avant le 1<sup>er</sup> juin de chaque année civile, un rapport annuel comprenant notamment : (a) les comptes de la délégation, retraçant la totalité des opérations afférentes à l'exécution du traité de concession, et incluant un compte de résultat de la délégation, établi conformément au plan comptable en vigueur et selon les mêmes principes que les comptes sociaux du concessionnaire ; (b) une estimation des indemnités de retour et valeurs de reprise.

S'ajoute à cette information, incluse dans le rapport annuel joint aux comptes administratifs approuvés par l'assemblée délibérante, une *note « destinée à l'information particulière de la Ville de Paris. »*

Ainsi un nouvel article 37-4 stipule que : « Le concessionnaire fournit à la Ville de Paris avant le 1<sup>er</sup> juin de chaque année civile, une note expliquant et justifiant le passage de ses comptes sociaux aux comptes de la délégation. Cette note est destinée à l'information particulière de la Ville de Paris dans l'exercice de ses prérogatives de contrôle. Elle est soumise à l'agrément du Maire de Paris. Elle pourra être modifiée sur l'initiative de la partie la plus diligente. »

En ce qui concerne les éléments prévisionnels, le concessionnaire devait déjà, depuis l'avenant 5 du 13 juin 1983, présenter à l'approbation du maire de Paris<sup>93</sup> le montant global des investissements prévus pour l'année n+1 et le programme pluriannuel prévisionnel de premier établissement et de grosse modernisation pour les années n+2, n+3 et n+4 qu'il jugeait utile d'entreprendre avec la liste des principaux ouvrages concernés.

De fait, si les investissements de premier établissement et ceux de « grosse modernisation » font l'objet de la part du concédant d'une indemnité de fin de concession comme le stipule la convention<sup>94</sup>, tel n'est pas le cas des autres investissements de renouvellement non modernisant.

L'avenant n° 9 du 9 avril 2009 a étendu les obligations contractuelles d'informations liées aux prévisions d'investissements avec l'addition d'un nouvel article 37-5 qui stipule : « *En plus du rapport annuel, et simultanément à la remise de ce dernier, le Concessionnaire fournit les documents suivants : (a) un plan d'investissement<sup>95</sup> jusqu'au terme de la Convention, précisant les durées et les modalités d'amortissement des biens de retour, (c) un plan annuel de gros entretien des installations jusqu'au terme de la Convention, (d) un compte d'exploitation prévisionnel jusqu'au terme de la Convention. Les services du Concédant disposeront d'un délai de 4 mois pour faire leurs remarques sur les documents précités et s'engagent à ne pas transmettre à des tiers des informations dont la communication porterait atteinte au secret en matière commerciale et industrielle. »*

---

<sup>93</sup> Article 7

<sup>94</sup> Articles 39-2, 39-3, 6-1 et 6-2

<sup>95</sup> Incluant donc les investissements de renouvellement

Les obligations contractuelles distinguent donc dans la communication du concessionnaire certaines informations qui ont vocation à figurer seulement en complément de celles inscrites dans le rapport du délégataire. Tel est le cas notamment de la « *note expliquant et justifiant le passage de ses comptes sociaux aux comptes de la délégation* », du « *plan d'investissement jusqu'au terme de la Convention* », du « *plan annuel de gros entretien des installations jusqu'au terme de la Convention* », du « *compte d'exploitation prévisionnel jusqu'au terme de la Convention* ».

Cette distinction apparaît juridiquement fragile dès lors que les dispositions réglementaires prévoient la mention dans le rapport du délégataire d'« *une présentation des méthodes et des éléments de calcul économique annuel et pluriannuel retenus pour la détermination des produits et charges directs et indirects imputés au compte de résultat<sup>96</sup> de l'exploitation* » ; du « *programme d'investissement des biens nécessaires à l'exploitation du service public délégué* » ; du « *suivi du programme contractuel d'investissements en renouvellement des biens nécessaires à l'exploitation du service public délégué* », des engagements à incidences financières liés à la délégation de service public et nécessaires à la continuité du service public.

De surcroît, l'article 21<sup>97</sup> du contrat de concession instaure un engagement d'entretien mais aussi de renouvellement, autant que nécessaire, de tous les ouvrages en service affectés à la production et à la distribution. L'article 43<sup>98</sup> instaure pour le concessionnaire une obligation de remettre au concédant en « état normal d'entretien » tous les ouvrages nécessaires à l'exploitation du service de distribution.

### 7.3 Un rapport annuel du délégataire à compléter

Conformément à la distinction contractuelle décrite ci-dessus, la CPCU établit deux documents distincts intitulés respectivement « *Rapport du délégataire* » et « *Rapport du délégataire - comptes de la délégation* ».

Le « *Rapport du délégataire* » est joint au compte administratif et fait l'objet d'une communication à la commission consultative des services publics. Il présente les grands principes d'établissement du compte de la délégation, notamment ceux qui concernent le prix d'acquisition par la concession de la chaleur à la branche production de la CPCU (cf. infra). Il précise qu'une note « *justifiant le passage des comptes sociaux aux comptes de la délégation* » et détaillant ce qui précède est fournie à la Ville de Paris. Il comprend le compte annuel de résultat, un état synthétique d'inventaire des biens de retours et des biens de reprises avec les investissements de l'exercice et l'estimation des indemnités de retour et des valeurs de reprise prévues à l'article 39 du contrat, une présentation synthétique du budget des charges de renouvellement et de gros entretien de l'exercice à venir et des charges imputées au cours de l'exercice.

Le second document, intitulé « *Rapport du délégataire- comptes de la délégation* », à la diffusion plus restreinte, comprend également le compte de résultat, complété : (a) d'une présentation détaillée des méthodes et des éléments de calcul retenus pour la détermination des produits et charges imputés au compte de résultat de l'exploitation<sup>99</sup>, (b) d'un compte d'exploitation prévisionnel jusqu'au terme de la Convention, (c) d'un plan annuel de gros entretien des installations jusqu'au terme de la Convention qui distingue entre les charges et les investissements de gros entretien et de renouvellement. Il expose de façon plus détaillée

<sup>96</sup> Les méthodes étant identiques d'une année sur l'autre sauf modification exceptionnelle et dûment motivée

<sup>97</sup> Tous les ouvrages en service affectés à la production et à la distribution de la chaleur, seront entretenus et s'il y a lieu renouvelés par les soins du concessionnaire

<sup>98</sup> « A l'expiration de la concession, le concessionnaire sera tenu de remettre à la Ville de PARIS, en état normal d'entretien, tous les ouvrages et équipements, le mobilier et les biens immatériels nécessaires à l'exploitation du service de distribution qui font partie intégrante de la concession et sont qualifiés de biens de retour »

<sup>99</sup> Notamment celles concernant le prix de cession interne de la vapeur à la concession.

la méthode de construction du compte de la concession, déterminante pour la bonne compréhension de son résultat, qui fait l'objet d'une analyse infra.

Ainsi, si le premier rapport indique que le prix d'acquisition de la chaleur comptabilisé dans la concession est « *basé sur le prix de l'année précédente et l'évolution du coût de la chaleur* », le second précise que « *ce prix est basée sur le prix de l'année de référence 2001, soit 18 €/TV, et l'évolution de cette valeur en fonction d'une part de l'évolution des coûts de production, en fonction d'une formule paramétrique, et d'autre part, de l'impact des cogénérations* »

Pour la chambre, l'ensemble de ces données participe de la présentation prescrite par les dispositions réglementaires des méthodes et des éléments de calcul économique annuel et pluriannuel retenus pour la détermination des produits et charges directs et indirects imputés au compte de résultat de l'exploitation. Dès lors, il aurait vocation à figurer dans le rapport du délégataire communicable à la commission consultative des services publics locaux.

A cet égard, l'information de l'exercice 2016 témoigne d'une amélioration significative avec la mention dans le rapport annuel du délégataire (p 76), d'une part, des principes retenus pour déterminer un nouveau de prix de référence d'acquisition de la chaleur par la concession (équivalence des rentabilités économiques), et d'autre part, des modalités retenues pour son actualisation au cours des exercices ultérieurs.

#### **7.4 Un tableau de bord à améliorer**

En réponse aux interrogations de la chambre<sup>100</sup>, la CPCU a précisé que le tableau de bord restituant l'ensemble de ses activités, tel que transmis à la Ville, présente plusieurs difficultés de lecture.

D'une part, il présente une répartition arbitraire entre le gaz consommé à Saint Ouen en mode de récupération simple (RS) et le gaz consommé selon d'autres modes<sup>101</sup> par la CPCU. Il sera ainsi modifié de façon à regrouper les coûts du gaz de Saint-Ouen (modes RS et AA-PC) et ceux des chaufferies fonctionnant anciennement au fioul et converties au gaz (Bercy, Vaugirard, Grenelle, Ivry et Kremlin-Bicêtre

D'autre part, il regroupe dans les charges de combustibles consommées par les unités de production propres à la CPCU, les coûts de couverture visant à prévenir les fluctuations du coût d'achat du gaz et de vente et de l'électricité congénère issus de la production de Coge Vitry.

#### **7.5 Une comptabilisation des engagements de retraite dépourvue d'effet patrimonial**

En vertu du traité de concession, la CPCU assure ainsi à son personnel la plupart des dispositions du statut des industries électriques et gazières, notamment le régime de retraite du personnel de ces industries (IEG), qui est un régime spécial, légal et obligatoire. Les conditions de détermination des droits à la retraite et le mode de financement du régime, fixés par le statut national du personnel des IEG (décret du 22 juin 1946), relèvent des pouvoirs publics. Les entreprises n'ont pas juridiquement la possibilité d'en adapter ou d'en modifier les termes.

---

<sup>100</sup> Question 74 partie 4

<sup>101</sup> Mode Air ambient (AA) et mode Post-combustion (PC)

Les agents en retraite de CPCU bénéficient ainsi du tarif privilégié pour le gaz et l'électricité auquel ils accèdent s'ils ont effectué 15 ans de service. Les salariés de la CPCU en activité bénéficient d'une prime au titre de l'avantage en énergie.

Chaque année, la CPCU s'acquitte auprès de la Caisse de Retraite des IEG d'une facture au titre des droits spécifiques passés non régulés<sup>102</sup>.

L'évolution des taux de cotisations et des montants au titre des droits spécifiques du passé (antérieurs à l'adossment au régime de droit commun, soit au 31 décembre 2004) appelés par la Caisse nationale des IEG reste tributaire des évolutions générales de la pyramide des âges du régime et de ses prestations.

La provision des engagements de retraite est considérée comme une méthode préférentielle<sup>103</sup> par l'Autorité des normes comptables (ANC) mais elle n'est pas obligatoire. Les engagements de la CPCU, représentatifs de prestations définies (162 M€<sup>104</sup>), sont provisionnés dans les comptes consolidés depuis 2005 conformément à la norme IAS 19 « Avantages du personnel ». La CPCU ne provisionne pas les engagements de retraite dans ses comptes sociaux. Le concédant ne sera donc pas en mesure d'obtenir la restitution de la provision à l'échéance de la concession.

La Ville de Paris a précisé que ce sujet, comme tous les sujets sur les provisions, fera l'objet d'analyses comptable et juridique fines dans le cadre de la fin de contrat.

**Recommandation n° 8 : Faire préciser le coût estimé des engagements de retraite dans le rapport annuel du délégataire. Définir avec le concédant les modalités de reprise d'une partie de ces engagements par la Ville à l'échéance de la concession.**

## **7.6 Une information perfectible des engagements liant la CPCU et la Ville de Paris**

### **7.6.1 Le rapport spécial des commissaires aux comptes devrait faire état de la convention avec la Ville de Paris**

Aux termes de l'article L. 225-38 du code de commerce : « Toute convention intervenant entre la société et l'un de ses actionnaires disposant d'une fraction des droits de vote supérieure à 10 % doit être soumise à l'autorisation préalable du conseil d'administration. L'autorisation préalable du conseil d'administration est motivée en justifiant de l'intérêt de la convention pour la société, notamment en précisant les conditions financières qui y sont attachées ». Aux termes de l'article L. 225-39, cette disposition n'est pas applicable aux conventions portant sur des opérations courantes et conclues à des conditions normales.

Aux termes de l'article L. 225-40 du code de commerce, « le président du conseil d'administration donne avis aux commissaires aux comptes de toutes les conventions autorisées et conclues et soumet celles-ci à l'approbation de l'assemblée générale. Les commissaires aux comptes présentent, sur ces conventions, un rapport spécial à l'assemblée, qui statue sur ce rapport ». Aux termes de l'article R. 225-31, le rapport des commissaires aux comptes contient les modalités essentielles de ces conventions et engagements.

Pour la chambre, et même s'il a accompagné la création de la société, le contrat de concession parisien ne participe pas, en raison de son importance et de ses conditions, d'une convention

<sup>102</sup> Son montant s'est établi à 2,4 M€ en 2017

<sup>103</sup> Règlement n°99-03 du Comité de la réglementation comptable relatif au plan comptable général et recommandation de l'ANC n° 2013-02 du 7 novembre 2013

<sup>104</sup> Au 31/12/2015

courante conclue à des conditions normales. Or, il ne figure pas dans le rapport spécial des commissaires aux comptes. Ses modalités essentielles ne sont donc pas indiquées.

La Compagnie nationale des commissaires aux comptes (CNCC) a établi une note d'information<sup>105</sup> en vue de regrouper les éléments de doctrine relatifs au rapport spécial sur les conventions et engagements réglementés. Il ressort de la jurisprudence analysée que la qualification d'opération courante ne devrait pas être retenue dès lors que l'opération concernée apparaît « *isolée ou lourde* ».

Pour la chambre, la convention et ses avenants, du fait de leur importance, ne peuvent participer des opérations courantes. De surcroît, cette convention n'a pas été conclue à l'issue d'une procédure de mise en concurrence.

L'analyse puis l'exposé, dans ce cadre, de leurs modalités essentielles par les commissaires aux comptes, auquel le concédant est également favorable, seraient de nature à renforcer le contrôle du Conseil administration.

### **7.6.2 Les indemnités de fin de concession devraient figurer dans les engagements hors bilan de la CPCU**

Aux termes de l'article 948-80 du plan comptable général « les comptes d'engagements enregistrent des droits et obligations susceptibles de modifier le montant ou la consistance du patrimoine de l'entité ». Selon l'avis n°24 de l'Ordre des experts comptables (OEC)<sup>106</sup>, l'évaluation doit être de nature à renseigner utilement le lecteur des comptes sur les conséquences éventuelles des engagements existants pour le patrimoine, le résultat et la situation financière de l'entreprise ou du groupe. L'évaluation doit être faite à la date du bilan.

Dans le cadre du contrat de concession parisien, le rapport annuel du délégataire de l'exercice 2015 indique que l'indemnité à verser par la Ville au titre de l'article 39-2 pour les biens de retour s'établit à 237 M€. L'indemnité à verser par la Ville, si elle exerce la totalité de ses droits de reprise définis par l'article 39-3, s'établit à 211 M€.

Pour cette estimation, le rapport du délégataire ne procède pas à une valorisation des terrains liées aux unités de production. L'article 39-3 du contrat de concession stipule qu'ils pourront être repris par la Ville de Paris pour leur valeur vénale, déterminée par entente amiable, ou à défaut par un collège de trois experts, désignés respectivement par la Ville de Paris, le concessionnaire et le Président du Tribunal administratif de Paris.

Ces biens sont actuellement valorisés dans les brochures annuelles des comptes du délégataire pour leurs valeurs comptables historiques. Cette disposition introduit une incertitude significative pour l'évaluation de l'indemnité de restitution. Ainsi en octobre 2012, la CPCU a vendu le terrain de la Villette à la Semavip, après démantèlement de l'usine de production de chaleur. Le prix de cession du terrain de 11,8 M€ HT s'est accompagné d'une plus-value de 11 M€.

Sans préjuger de la prochaine obligation d'inscrire au bilan l'ensemble des actifs concédés contrôlés, les engagements de rachat de la Ville (biens de retour) ou de cession de la CPCU (biens de reprise) correspondant aux indemnités de fin de concession devraient déjà figurer dans l'état des engagements hors bilan des comptes annuels soumis à la certification des commissaires aux comptes. Dans ce cadre, la possibilité de racheter les biens de reprise au montant prévu par l'indemnité de fin de concession participe au moins d'engagements reçus de la part du concessionnaire soumis à ce titre à inscription.

<sup>105</sup> Comme le rappelle le memento comptable, Memento comptable Francis Lefebvre, & 5373

<sup>106</sup> Memento Lefebvre comptable, & 2676

Leur mention conduirait à soumettre l'évaluation du montant de l'indemnité de fin de concession au périmètre de la certification des comptes sociaux.

**Recommandation n° 9 : Faire inscrire les indemnités de fin de concession dans les engagements hors bilan des comptes de la CPCU soumis à la certification des commissaires aux comptes.**

**Recommandation n° 10 : Inscrire les indemnités de fin de concession dans les engagements hors bilan des comptes de la Ville de Paris.**

## 7.7 Une valorisation des actifs spécifiques à préciser

Les huit unités de production<sup>107</sup> qui sont propriétés de la CPCU représentent 80 % de la puissance mobilisable mais seulement 44 % de l'énergie livrée, les unités de Saint-Ouen représentant à elles deux 72 % de ces livraisons. À l'inverse, les unités d'Ivry ou de Vaugirard paraissent moins sollicitées.

À l'échéance de la concession, les huit centrales de production, comme l'ensemble des canalisations, ouvrages de distribution et transport situés en dehors de la Ville de Paris, seront indemnisés à leur valeur nette comptable, selon la même règle que celle énoncée pour les biens de retour mis en service à partir de 2001. À la différence de ces derniers, la reprise de ces biens par la Ville constituera néanmoins pour celle-ci une possibilité mais non une obligation.

La société pourrait donc s'interroger sur la pertinence de procéder à l'amortissement accéléré desdites unités sauf à ce que leur valeur vénale prévisionnelle dépasse systématiquement leur valeur nette comptable à l'échéance de la concession.

Au 31 décembre 2015, le montant de l'indemnité susceptible d'être versée par la Ville de Paris au titre de la reprise de ces biens s'établissait à 336 M€ dont 126 M€ au titre des investissements à engager entre 2017 et 2024. L'essentiel de cette indemnité concernait les ouvrages de production, la part des ouvrages de distribution hors Paris s'établissant en dessous de 30 M€.

En réponse à l'interrogation de la chambre, la CPCU a précisé qu'elle estimait que « les biens de reprises sont indispensables à la fourniture de la chaleur sur le territoire de la Ville de Paris, les possibilités de remplacer ces biens par d'autres étant très difficile et donc très peu probable ».

Cette réponse rejoint l'approche du concédant qui « ne constate pas qu'à ce jour, certaines unités de production auraient un caractère non indispensable à l'économie de la concession ». Elle pourrait inviter à considérer l'ensemble des unités de production comme des biens de retour indispensables à la bonne exécution de la concession.

Le scénario privilégié par la Ville de Paris dans son PCAET prévoit des ventes du réseau de chaleur de 3,1TWh en 2030, soit une diminution de 30% des volumes livrés, susceptible d'affecter significativement l'utilité de certaines unités de production. D'après la CPCU, selon les scénarios, le parc de production de vapeur de la société pourrait être soit très insuffisant (scénario État / ADEME) soit en partie surdimensionné (scénario Ville de Paris).

La Ville de Paris a indiqué que le schéma directeur du réseau de chaleur est en cours d'élaboration et doit être précédé de la présentation des scénarios envisagés et du choix d'un scénario par la Ville de Paris. Pour cette raison, la Ville a prévu de traiter ce sujet dans le cadre

<sup>107</sup> Bercy, Ivry, Grenelle, Vaugirard, Kremlin-Bicêtre, Saint-Ouen 1, Saint-Ouen 2, Saint-Ouen 3.

des études de fin de contrat. Il pourra servir d'argument pour la reprise de certains biens de production.

**Recommandation n° 11 : Prendre en compte les effets du futur schéma directeur des réseaux de chaleur dans la valorisation des unités de production à l'échéance de la concession.**

## 8 LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUE INVITE À REDÉFINIR LA PLACE DE LA CPCU DANS LA POLITIQUE PARISIENNE

Un préambule concernant l'urgence de la transition énergétique et le volontarisme croissant des objectifs européens et nationaux à décliner ensuite à l'échelon local figure en annexe

### 8.1 Les outils de la déclinaison des objectifs nationaux à l'échelon local

Ces outils s'insèrent dans un ensemble d'outils de programmation dont un schéma d'ensemble figure en annexe.

#### 8.1.1 Les outils régionaux

L'article L. 222-1 du code de l'environnement dispose que le préfet de région et le président du conseil régional d'Ile-de-France élaborent conjointement le projet de schéma régional du climat, de l'air et de l'énergie, après consultation des collectivités territoriales concernées et de leurs groupements.

Ce schéma fixe, à l'échelon du territoire régional et à l'horizon 2020 et 2050, les orientations permettant d'atténuer les effets du changement climatique et de s'y adapter, conformément à l'engagement pris par la France, à l'article L. 100-4 du code de l'énergie, de diviser par quatre ses émissions de gaz à effet de serre entre 1990 et 2050, et conformément aux engagements pris dans le cadre européen. A ce titre, il définit notamment les objectifs régionaux en matière de maîtrise de l'énergie. Le schéma est ensuite arrêté par le préfet de région.

#### 8.1.2 Les outils métropolitains et communaux

Aux termes de l'article L. 229-26 du code de l'environnement issu de l'article 75 de la loi portant engagement national pour l'environnement du 12 juillet 2010 les communes de plus de 50 000 habitants devaient avoir adopté un plan climat-énergie territorial compatible avec le Schéma Régional Climat Air énergie (SRCAE) pour le 31 décembre 2012.

Aux termes de ce même article dans sa version issue de la LTECV, la métropole de Lyon et les EPCI<sup>108</sup> à fiscalité propre existant au 1<sup>er</sup> janvier 2015 et regroupant plus de 50 000 habitants devaient adopter un plan climat-air-énergie territorial au plus tard le 31 décembre 2016. Quant aux EPCI existant au 1<sup>er</sup> janvier 2017 et regroupant plus de 20 000 habitants ils devront adopter un plan climat-air-énergie territorial (PCAET) au plus tard le 31 décembre 2018.

La métropole du Grand Paris, établissement créé le 1<sup>er</sup> janvier 2016<sup>109</sup>, doit adopter un PCAET avant cette échéance. Elle doit également adopter à cette échéance un schéma directeur des réseaux de distribution d'énergie métropolitains. Ainsi, aux termes de l'article L. 5219-1 du code de collectivités territoriales, la Métropole du Grand Paris élabore et adopte « *Un plan climat-air-énergie territorial... Elle établit, en concertation avec les autorités compétentes*

<sup>108</sup> Etablissements publics de coopération intercommunale

<sup>109</sup> Article L. 5219-1 du CGCT

*intéressées, un schéma directeur des réseaux de distribution d'énergie métropolitains* ». Le PCAET de la métropole ne se substituent pas à celui de la Ville de Paris.

En effet le CGCT précise à l'article L. 5219 -5-III que « Les établissements publics territoriaux et la commune de Paris élaborent un plan climat-air-énergie, en application de l'article L. 229-26 du code de l'environnement, qui doit être compatible avec le plan climat-air-énergie territorial de la métropole. Ce plan est soumis pour avis au conseil de la métropole du Grand Paris. Cet avis est rendu dans un délai de trois mois ; à défaut, il est réputé favorable. Les notions de « compatibilité » et de « prise en compte » sont explicitées comme suit par l'ADEME<sup>110</sup> : (a) « Être compatible avec » signifie « ne pas être en contradiction avec les options fondamentales » ; (b) « Prendre en compte » signifie « ne pas ignorer ni s'éloigner des objectifs et des orientations fondamentales ».

De même le schéma directeur des réseaux de distribution d'énergie de la métropole ne se substitue pas à celui de la Ville de Paris. En effet, aux termes de l'article L. 224-38 du CGCT, les collectivités territoriales chargées d'un service public de distribution de chaleur ou de froid en service au 1<sup>er</sup> janvier 2009 réalisent un schéma directeur de leur réseau de chaleur ou de froid avant le 31 décembre 2018<sup>111</sup>.

Le schéma en annexe résume les liens entre les différents outils de programmation.

### **8.1.3 Le déploiement des outils de programmation**

En ce qui concerne ces outils, la politique de la Ville de Paris a un caractère précurseur avec l'adoption dès 2007, avant même toute obligation, d'un premier plan climat énergie territorial. Ce plan comportait trois objectifs majeurs à atteindre d'ici 2020 : (a) Réduire de 25 % les émissions de gaz à effet de serre du territoire par rapport à 2004 ; (b) Réduire de 25 % les consommations énergétiques du territoire par rapport à 2004 ; (c) Augmenter à 25 % la part des énergies renouvelables EnR&R dans la consommation énergétique du territoire. Actualisé une première fois en 2012, le plan climat énergie territorial de la Ville de Paris, avait reconduit les trois objectifs du plan de 2007.

Concernant le chauffage urbain, un objectif complémentaire avait été ajouté visant à « atteindre vers 2020 le taux de 60 % d'énergies renouvelables EnR&R dans le mix de la production de chaleur. Le gain net d'émissions de gaz à effet de serre pourrait alors être de l'ordre de 350 000 teqCO<sub>2</sub> en 2020. »

En août 2016, un second bilan du Plan climat air énergie territorial de la Ville a été publié au titre de la période 2004-2014. Les réalisations à l'issue de 60 % de la période de référence (2004-2020) accusaient un retard qui appelait à une révision de la trajectoire. Les résultats intermédiaires étaient les suivants : (a) un tiers de l'objectif de 25 % pour la réduction des GES, (b) un tiers de l'objectif de 25 % pour la diminution de la consommation d'énergie, (c) un sixième de l'objectif de 25 % pour le taux d'énergies renouvelables EnR&R dans la consommation énergétique.

En novembre 2017, conformément aux prescriptions réglementaires sur le délai quinquennal, le Conseil de Paris a adopté à l'unanimité le projet de nouveau PCAET, approuvé de façon définitive lors du Conseil de mars 2018.

Par délibération en date du 2 février 2018, le Conseil métropolitain avait précédemment rendu son avis sur le Nouveau Plan Climat de Paris. Aux termes de cette délibération, le Conseil « *salue l'ambition du Plan, qui par ses objectifs et ses actions, contribue à la mise en œuvre de la stratégie métropolitaine ; prend acte de la contribution de la Ville de Paris au Plan Climat*

<sup>110</sup> Extrait de : Ademe (2017). PCAET : comprendre, construire et mettre en œuvre. 172 p

<sup>111</sup> Article L. 224-38 du CGCT

*Métropolitain, contribution dont le contenu est convergent avec le plan d'actions métropolitain qu'elle a contribué à alimenter* ». Le Nouveau Plan Climat de Paris est jugé compatible avec le Plan Climat Air Energie de la Métropole.

En ce qui concerne son propre PCAET, le Conseil de la Métropole du Grand Paris a validé le 8 décembre 2017, le projet de plan Climat Air Energie métropolitain (PCAEM). Son adoption définitive est intervenue le 12 novembre 2018. La Métropole a souligné qu'il s'agissait d'une démarche tout à fait inédite en France à la fois par le nombre d'habitants concernés et la taille des territoires impliqués dans la démarche : près de 7 millions d'habitants vivant dans 131 communes sur plus de 800 km<sup>2</sup>.

## 8.2 Les stratégies en partie différentes de Paris et de la Métropole en matière de transition énergétique

### 8.2.1 Des objectifs voisins de réduction des émissions de gaz à effets de serre mais des objectifs distincts de diminution de l'empreinte carbone

La loi de transition énergétique pour la croissance verte (LTECV) du 17 août 2015<sup>112</sup> a prévu de réduire les émissions de gaz à effets de serre (GES) du territoire national de 40 % entre 1990 et 2030 et de les diviser par quatre entre 1990 et 2050.

Les objectifs d'émission de GES des PCAET métropolitains et parisiens s'inscrivent en cohérence avec ces objectifs nationaux, même si un objectif de 50% à l'horizon 2030 a complété l'objectif d'émission à l'horizon 2020, réévalué de 20 % à 30 %.

Ces objectifs sont ambitieux dès lors que la Ville, comme la métropole, n'a réduit ses émissions que de 15 % entre 2004 et 2014.

**Tableau n° 6 :** Trajectoire de diminution des émissions de GES du territoire et de l'empreinte carbone de ses habitants

		Emissions de GES (en Mteq CO2)								
		2004	2005	2009	2012	2014	2020	2024	2030	2050
PCAEM MGP	Emissions Intra muros		26		22		20	17	13	7
	Var				-15%		-23%	-35%	-50%	-73%
	Empreinte carbone		83		80		77	74	70	58
	Var 2005		0%		-4%		-7%	-11%	-16%	-30%
PCAET Paris	Emissions Intra muros	7,2		6,5		6,1	5,04		3,6	0,1
	Var			-10%		-15%	-30%		-50%	-99%
	Empreinte carbone	28,2		27,4		25,9	22,6		17,6	6
	Var 2004	0%		-3%		-8%	-20%		-38%	-79%

Source : CRC à partir du PCAET et du PCAEM

En revanche, en ce qui concerne la diminution de l'empreinte carbone, les objectifs à l'horizon 2030 de la Ville, alignés sur ceux du plan climat de juillet 2017, apparaissent deux fois plus volontaristes que ceux de la métropole.

Cette neutralité, au-delà des émissions du territoire, inclut l'ensemble des émissions de CO2 par les habitants du territoire : alimentation, produits de consommation importés de l'étranger, déplacement des parisiens hors du territoire, etc.

La Métropole a indiqué que, quelles que soient leurs ambitions, les actions prévues sur son territoire ne permettraient de diminuer son empreinte carbone que de l'ordre de 30 %.

<sup>112</sup> Notamment à l'article L. 100-1 du code de l'énergie

Pour s'assurer de l'atteinte de la neutralité carbone à l'horizon 2050, il est indispensable de compléter la contribution de la métropole par des engagements chiffrés de l'ensemble des acteurs métropolitains. Il s'agit de trouver les leviers les plus efficaces pour atteindre l'objectif d'une diminution de 80 % des émissions de GES en 2050.

C'est avec cette ambition que la Métropole a mis en place une démarche de mobilisation générale de la société métropolitaine, intitulée #GrandParis2degrés, qui se conçoit comme une COP21 à l'échelle de la Métropole du Grand Paris et vise à aboutir à l'adoption d'un Accord du Grand Paris pour le climat, somme des engagements chiffrés des métropolitains. Cette démarche a été officiellement lancée le 9 avril 2018 aux Lilas, à l'occasion d'une conférence métropolitaine intitulée « Construisons ensemble le Grand Paris 2 0C », qui a réuni environ 350 acteurs de la lutte contre le changement climatique, la pollution de l'air et la transition écologique et énergétique.

## 8.2.2 Une évolution différente de la contribution attendue des réseaux de chaleur

La LTECV de 2015 a prévu de réduire la consommation énergétique finale nationale de 50 % en 2050 par rapport à la référence 2012, en visant un objectif intermédiaire de 20 % en 2030.

Les objectifs intermédiaires de diminution des consommations énergétiques des deux territoires apparaissent plus volontaristes (-30 %), même si le début de leur période de référence diffère (2004 ou 2005 au lieu de 2012)<sup>113</sup>.

**Tableau n° 7 : Trajectoire de diminution des consommations énergétiques**

		Consommations énergétiques par vecteurs en TWh									
		2004	2005	2009	2012	2014	2020	2024	2030	2050	
PCAEM MGP	Electricité		38		37		35	33	30	23	
	Gaz		43		39		34	27	13	8	
	Carburants fossiles		11		6		5	2	0	0	
	RCU chaleur		9		9		11	15	21	13	
	RCU froid		1		1		1	1	3	3	
	EnR&R hors réseaux		1		1		2	3	5	7	
	<b>Total</b>			<b>103</b>		<b>93</b>		<b>88</b>	<b>81</b>	<b>72</b>	<b>54</b>
Var 2005			0%		-10%		-15%	-21%	-30%	-48%	
PCAET Paris	Electricité	13,7		14,4		14,2			13,2	12,1	
	Gaz	10,5		9,6		9,4			9	6,2	
	Carburants fossiles	11,3		9		8,4			0,4	0,3	
	RCU	4,5		4,5		4,4			3,1	2,2	
	<b>Total</b>		<b>40</b>		<b>37,5</b>		<b>36,4</b>	<b>30</b>		<b>25,7</b>	<b>20,8</b>
	Var 2004		0%		-6%		-9%	-25%		-36%	-48%

Source : CRC à partir du PCAET et du PCAEM

La structure de l'évolution du « mix » énergétique concernant le volume d'énergie livré par les réseaux de chaleur diffère cependant significativement dans les deux plans, notamment jusqu'en 2030.

Pour la Ville de Paris, il s'agit, pour répondre diminution des consommations énergétiques, de diminuer de 30 % entre 2014 et 2030, de 4,4 TWh à 3,1 TWh, les volumes livrés par le réseau de chaleur, la part de l'électricité augmentant de 30 % (de 39 % à 51 %) et celle du gaz de 35 % (de 26 % à 35 %).

Ainsi, l'annexe technique du PCAET indique<sup>114</sup> : « Le scénario Ville de Paris prévoit une baisse généralisée des consommations énergétiques de l'ensemble des secteurs (-36 % en 2030, -

<sup>113</sup> Pour l'horizon intermédiaire, la Ville de Paris prévoyait déjà dans son plan climat de 2007, de réduire de 25 % entre 2004 et 2020 les consommations énergétiques du territoire par rapport à 2004. Le plan actualisé de 2012 avait reconduit cet objectif.

<sup>114</sup> p. 16.

48 % en 2050). L'électricité résiste mieux que les autres vecteurs grâce au développement de nouveaux usages (électricité spécifique, électromobilité et refroidissement). Le gaz, soutenu par le développement du gaz naturel pour véhicules (GNV), résiste mieux que la chaleur. L'usage de combustible liquide tend à disparaître. Comme dans les autres scénarios, le résidentiel et la mobilité sont les deux plus gros contributeurs à la baisse des consommations. Le scénario Ville de Paris repose cependant sur un effort très important du secteur tertiaire ».

Pour la Métropole, il s'agit, dans le cadre d'une diminution de 30 % des consommations énergétiques, de doubler entre 2012 et 2030 les volumes livrés par les réseaux de chaleur<sup>115</sup> de 9 TWh à 21 TWh, la part de l'électricité demeurant stable à 42 % et celle du gaz diminuant de moitié, de 42 % à 18 %.

La Métropole identifie le développement des réseaux de chaleur comme une priorité, qui se traduit par une action volontariste sur l'extension des réseaux existants. Pour elle, l'élaboration en cours du schéma directeur des réseaux de chaleur et de froid de la Ville de Paris constitue une opportunité majeure pour intégrer la prise en compte des enjeux métropolitains dans la stratégie de transition énergétique parisienne. La participation de la Métropole à l'élaboration du schéma directeur parisien constitue en cela un gage déterminant.

### **8.3 Des stratégies susceptibles d'altérer la soutenabilité du modèle économique de la CPCU**

#### **8.3.1 La soutenabilité des objectifs parisiens de diminution de consommation de chaleur**

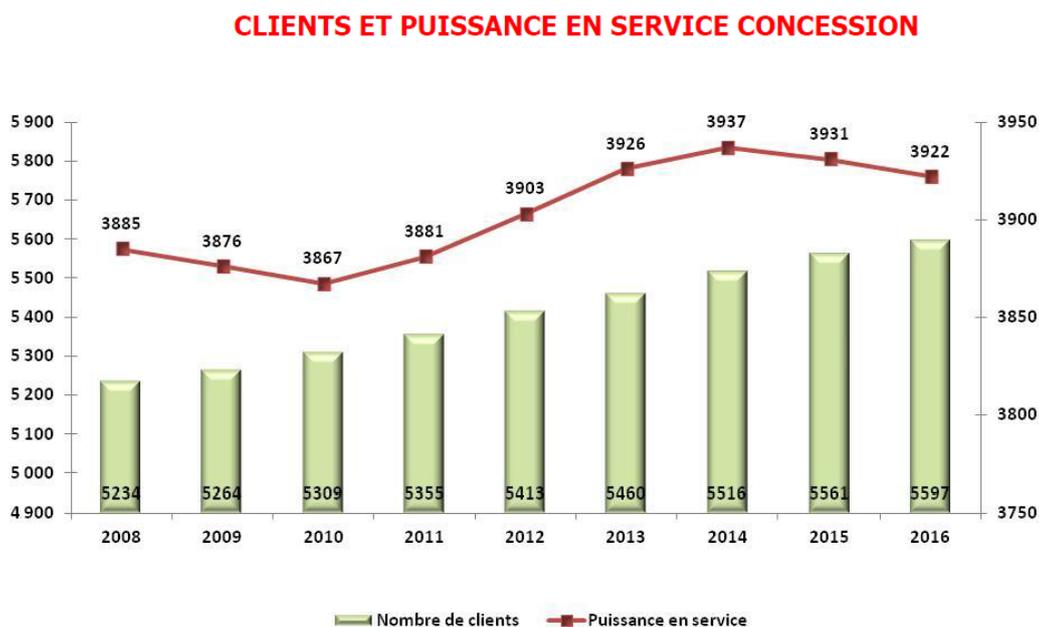
Concernant plus particulièrement le réseau de chaleur, l'annexe technique au PCAET parisien précise (p. 49) : « Le réseau, long de 475 km, assure les besoins de chauffage et d'eau chaude sanitaire de 460 000 équivalents-logements (5 TWh/an de chaleur utile en chauffage et eau chaude pour un logement équivalent) répartis sur Paris... A Paris, plusieurs scénarios de densification du réseau sont envisagés : (a) Le scénario pessimiste prévoit un ralentissement de la densification du réseau, la diminution de la consommation liée à la rénovation énergétique n'étant plus compensée par les nouveaux abonnés du fait notamment de la concurrence des énergies fossiles ; (b) Le scénario tendanciel prévoit la poursuite d'une croissance de 0,5 % par an de la chaleur délivrée ; (c) Le scénario ambitieux est basé sur une ambition politique forte pour le réseau permettant de multiplier par 5 le rythme des nouveaux raccordements. Selon l'outil cartographique détaillé à l'échelle du bâtiment développé par CPCU, cela correspond à raccorder d'ici à 2030 les bâtiments situés à proximité immédiate (50 m) du réseau actuel sans nécessiter de créer de nouvelles antennes. »

Les projections retenues par la Ville sur la place du réseau de chaleur sur son territoire semblent avoir privilégié le scénario « pessimiste » d'une diminution de la consommation, liée à la rénovation énergétique, non compensée par les nouveaux abonnés. De fait, aux termes du PCAET parisien « *la part de la consommation d'énergie dédiée au chauffage devra drastiquement diminuer, passant de plus de 110 kWh/m<sup>2</sup>/an aujourd'hui à 41 kWh/m<sup>2</sup>/an en 2050.* » D'ailleurs, une diminution de la puissance en service des clients de la concession s'observe déjà en 2016.

---

<sup>115</sup> Alimentés notamment par la géothermie et la biomasse.

**Graphique n° 3 : Clients et puissance en service pour la concession**



La soutenabilité de l'amortissement des coûts fixes de la CPCU pourrait dès lors en être significativement affectée sauf si la diminution des volumes livrés s'accompagne d'une augmentation des tarifs ou d'une diminution des coûts. L'utilisation croissante des boucles d'eau chaude, moins onéreuses, dans l'extension en cours du réseau de distribution pourrait faciliter cette évolution.

En réponse aux interrogations de la chambre, la Ville a ainsi précisé que : « Pour le réseau de chaleur, le scénario de la Ville comprend effectivement une baisse de 30 % en 2030 (3,1 TWh) par rapport à 2004 (4,5 TWh). Le modèle de réseau de chaleur privilégié par la Ville – et d'ailleurs déjà mis en œuvre – se caractérise par une compensation des baisses des consommations unitaires par un développement du réseau, prenant la forme d'extension et de densification. Le rythme moyen de baisse des consommations est de 0,73 % par an entre 2010 et 2016, à rigueur climatique constante. Dans le même temps, le chiffre d'affaires augmente (de 3,7% par an en moyenne de 2010 à 2016). Une accentuation de la baisse des consommations unitaires est nécessaire pour parvenir aux objectifs du Plan Climat. Pour assurer la soutenabilité économique de cette trajectoire de consommation, une adaptation du modèle de réseau et de sa structure des coûts sera indispensable.

Une évolution du modèle de réseau est déjà engagée : elle prend la forme d'une extension de la desserte par boucles d'eau chaude (comme l'a d'ailleurs noté la Chambre). Par ailleurs, une réflexion globale sur la structure des coûts sera menée par la Ville, au vu des analyses et des recommandations issues de l'audit économique et comptable. Cette réflexion intégrera en particulier la répartition entre les parts tarifaires R1 (proportionnelle aux consommations) et R2 (fixe), les droits de raccordement, la possibilité de segmenter les tarifs par profils de consommation ainsi que la mise en place de tarifs sociaux.

Enfin, le dimensionnement de l'outil de production pourrait également être adapté lors d'une confirmation de ces nouvelles formes de consommation, caractérisées par de plus faibles consommations mais par un plus grand nombre d'abonnés. Cette adaptation des capacités devra cependant impérativement prendre en compte l'évolution de la pointe de demande, afin de garantir la sécurité d'approvisionnement.

Ces perspectives d'évolution du modèle de réseau seront précisées dans le schéma directeur ainsi que dans l'audit économique en cours d'élaboration. »

### 8.3.2 La soutenabilité tarifaire du verdissement du « mix » énergétique

L'ambition d'un niveau nul d'émission de GES à l'horizon 2050 suppose également, au-delà de la division par deux des consommations, une augmentation importante de la part des EnR&R dans le mix énergétique. La LTECV de 2015 a prévu de porter la part de EnR&R à 23 % de la consommation finale brute en 2020 puis à 32 % en 2030. Les objectifs des PCAET métropolitains et parisiens sont plus ambitieux avec 55 % et 45 % d'EnR&R en 2030.

Part des ENR dans la consommation d'énergie										
		2004	2005	2009	2012	2014	2020	2024	2030	2050
PCAEM	% EnR&R				12%		20%	30%	55%	60%
	Dont locales				4%		5%	10%	22%	33%
PCAET Paris	% EnR&R	12%				17%	25%		45%	100%
	Dont locales	4%				5%			10%	20%

Concernant le réseau de la CPCU, la Ville avait déjà ajouté un objectif complémentaire dans son PCAET de 2012 visant à « *atteindre vers 2020 le taux de 60 % d'énergies renouvelables EnR&R dans le mix de la production de chaleur* ». Le PCAET de 2017 précise que « la Ville de Paris s'engage à accélérer le verdissement de son réseau de chaleur pour atteindre 75 % d'énergies renouvelables dans celui-ci en 2030 et 100 % en 2050. »

L'analyse de l'évolution du coût variable de la CPCU exposée supra a mis en évidence que l'introduction de biocombustible pour dépasser le seuil de 50 % s'était accompagnée d'une augmentation du coût variable de production de 12,5 %, de 24 €/TV à 27 €/TV. Le dynamisme tarifaire qui avait accompagné l'augmentation des coûts avait alors créé un déficit croissant de compétitivité.

Le scénario de forte diminution des quantités de chaleur livrées, privilégié par la Ville, facilite l'atteinte rapide d'un taux élevé d'EnR&R à moindre coût dès lors que les UVE continuent à fournir un volume similaire de chaleur issue de l'incinération des ordures ménagères.

### 8.3.3 L'articulation des stratégies parisienne et métropolitaine

La soutenabilité de l'exploitation de la CPCU pourrait dépendre de l'articulation des stratégies parisienne et métropolitaine. Les objectifs métropolitains de croissance des volumes d'énergies thermique pourraient offrir des perspectives pour les unités de production de la CPCU. Ainsi le potentiel de développement de la chaleur issue de l'incinération des ordures ménagères était estimé à 2,4 TWh en 2012, soit 50 % du volume vendu dans le cadre de la concession.<sup>116</sup> Le développement de la géothermie (8,4 TWh) peut présenter des perspectives pour la société même si son réseau, distribue encore principalement de la vapeur. Le développement du biocombustible (7,4 TWh) pourrait quant à lui s'accompagner d'un renchérissement du « mix » énergétique.

<sup>116</sup> 4,4 TWh vendus sur le territoire parisien.

**Tableau n° 8 : Potentiel de développement des EnR&R pour la MGP en 2012**

	Potentiel GWh/an	EnR&R locale?	Part EnR&R?	SOURCES
<b>Chaleur sur réseaux</b>	<b>20 900</b>			
dont part EnR&R	18 463			
UVE - Chaleur	2 394	Oui	100%	ROSE 2012, SNCU 2013
Géothermie	1 150	Oui	100%	ROSE 2012, SNCU 2013
Géothermie - PAC sur aquifère	8 400	Oui	71%	BRGM 2012
Hydrothermie - PAC sur eau de seine	3	Oui	71%	CPCU
Biomasse	7 427	Non	100%	ROSE 2012, SNCU 2013
Biogaz	1 230	Oui	100%	CR IDF 2013, traitement ARENE
Data centers	206	Oui	100%	ADEME 2017
Eaux usées (fatale)	14	Oui	100%	ADEME 2017
Industries (fatale)	77	Oui	100%	ADEME 2017
<b>Froid sur réseaux</b>	<b>949</b>			
dont part EnR&R	785			
Freecooling eau de seine	384	Oui	100%	APUR 2017
Pompes à chaleur	565	Oui	71%	BRGM 2012
<b>Chaud et froid hors réseaux</b>	<b>19 047</b>			
dont part EnR&R	14 679			
Bois domestique	1 166	Non	100%	ROSE 2012, traitement ARENE
Biomasse collective & industrielle	517	Non	100%	ROSE 2012, traitement ARENE
Pompes à chaleur - Chaud	14 500	Oui	71%	BRGM 2012
Pompes à chaleur - Froid	565	Oui	71%	BRGM 2012
Solaire thermique	2 300	Oui	100%	ROSE 2012, traitement ARENE
<b>Electricité</b>	<b>3 836</b>			
dont part EnR&R	3 836			
UVE - Electricité	136	Oui	100%	RTE 2016
Solaire photovoltaïque	3 700	Oui	100%	RTE 2016

Source : *Projet de PCAEM du 8 décembre 2017 p 199*

Une utilisation accrue de certaines unités de production de la CPCU au bénéfice des communes de la petite couronne interrogerait encore davantage la pertinence de l'intégration de la production et de la distribution au sein d'une structure juridique unique.

**Recommandation n° 12 : Documenter la soutenabilité pour la CPCU des scénarios d'évolution de la consommation de chaleur retenus par la Ville de Paris et par la Métropole.**

En réponse à cette recommandation la Ville de Paris a souligné qu'elle a entrepris en 2018 l'élaboration de deux Schémas directeurs des réseaux de chaleur et de froid. Les choix stratégiques relatifs au Schéma directeur des réseaux de chaleur ne sont pas encore arrêtés. C'est l'objet des études fines de fin de contrat et de préparation du renouvellement de la concession du réseau de chaleur urbaine de préciser les trajectoires opérationnelles possibles, en fonction des objectifs clés des documents stratégiques métropolitain et parisien. Des réponses circonstanciées ne pourront donc être apportées que dans les prochains mois à cette recommandation comme à celle qui la précède.

La métropole pour sa part a rappelé qu'il existe plusieurs instances permettant d'articuler les stratégies métropolitaine et parisienne de transition énergétique dont notamment le comité de pilotage du Plan climat air énergie métropolitain, l'avis de la Métropole sur la compatibilité du PCAET de la Ville de Paris avec le PCAEM, la Commission consultative de l'énergie de la Métropole du Grand Paris

## 9 UN AUDIT AMBITIEUX NÉCESSAIRE A LA PRÉPARATION DES PROCHAINES ÉCHÉANCES

Dans ses réponses à la chambre, la Ville a précisé que les perspectives d'évolution du modèle de réseau seront précisées dans le schéma directeur ainsi que dans l'audit économique en cours d'élaboration. La chambre a analysé le cahier des charges de cet audit dont les conclusions lui ont été communiquées en juillet 2019.

La mission d'audit et de conseil économique et comptable de la concession de distribution du chauffage urbain à Paris a été attribuée le 5 janvier 2018 pour un montant de 102 K€ à un groupement constitué de deux cabinets de conseil. La durée totale du marché est de 12 mois. Les prestations sont scindées en plusieurs phases techniques. L'arrêt de leur exécution peut être décidé par la personne publique à chacune de ces phases. La décision d'arrêter l'exécution des prestations à l'issue d'une des phases du marché ne donne lieu à aucune indemnité.

En complément des prestations d'audit attendues, décrites ci-dessous, le titulaire du marché peut être sollicité pour des prestations intellectuelles relatives à :

- l'assistance de la Ville de Paris dans les négociations avec le délégataire (en cas de passation d'un avenant ou de négociations extracontractuelles comme une trajectoire tarifaire à 3 ans),
- l'examen de la situation par rapport aux observations de la Chambre régionale des comptes (audits en cours) et la mise en œuvre de ses recommandations ;
- la réalisation d'études complémentaires en matière de stratégie, de gouvernance et d'économie du réseau de chaleur.

En réponse aux demandes de la Chambre visant à obtenir les premiers livrables, la Ville a indiqué le 15 juin 2018 que « l'audit est en phase de collecte, d'agrégation et d'analyse des données. Aucun livrable intermédiaire n'a été communiqué à ce jour. Le calendrier prévisionnel joint est susceptible d'être ajusté. »

### 9.1 L'objet du marché

Au titre de l'objet du marché, il est exposé que la Ville de Paris souhaite enrichir sa connaissance du modèle économique actuel de son réseau de chaleur et le faire évoluer dans un contexte de transition énergétique. Il s'agit en particulier : (a) d'évaluer les marges de manœuvre globales et d'en déduire celles applicables à la concession ; (b) d'étudier une évolution des modalités de fixation des tarifs en tenant compte du contexte juridique et économique et des intérêts des parties prenantes (usagers, collectivité, CPCU), tout en poursuivant le verdissement du réseau, conformément au Plan Climat. Il convient de concilier cet impératif juridique avec la souplesse nécessaire pour prendre en compte les changements de contexte, sans recours excessif aux avenants au contrat de concession.

La Ville de Paris attend par ailleurs une appréciation du niveau actuel du *reporting* économique et financier et la formulation de recommandations pour, si cela se révèle nécessaire, faire évoluer les pratiques en la matière afin de renforcer sa vision stratégique et son pouvoir de direction.

Ces deux axes d'analyses doivent, in fine, permettre à la ville de Paris de connaître plus précisément les déterminants des tarifs et d'apprécier le niveau de tarif soutenable pour les usagers, la couverture des investissements et la rémunération du concessionnaire.

Enfin, cette mission doit contribuer à préparer le renouvellement de la concession de distribution de chaleur à Paris, dont l'échéance est fixée au 21 décembre 2024.

## 9.2 Les prestations attendues

L'ensemble des prestations attendues sont détaillées dans la décomposition du prix forfaitaire. Elles s'établissent comme suit :

- Analyse de l'économie de la CPCU : (a) bilan financier approfondi sur les trois derniers exercices, (b) analyse du contexte contractuel, (c) analyse approfondie des charges d'exploitation et d'investissement, (d) efficience de l'outil industriel sur l'ensemble de la chaîne de production/distribution et trajectoire financière, (e) critères de décision d'investissement ; cibles de rentabilité interne ; construction des prévisions budgétaires.
- Environnement économique et impact des facteurs externes : (a) étude de marché ; (b) sensibilité de l'économie du contrat au facteur climatique (aléatoire) et/ou aux diminutions des puissances souscrites (tendancielle).
- Etablissement des comptes de la concession : (a) méthode de constitution des comptes de concession et recommandations ; (b) fixation du prix de transfert entre production et distribution : analyses et recommandations ; (c) prévision et exécution des budgets.
- Tarification : (a) analyse de la grille tarifaire et comparaison avec d'autres réseaux ; (b) cohérence des tarifs entre Paris et les communes voisines ; (c) proposition d'un modèle incitatif de régulation et/ou de fixation des tarifs (jusqu'à la fin de la concession et pour le prochain contrat) ; (d) étude des tarifs de prestation ; (e) adéquation des tarifs à l'économie du contrat ; (f) lisibilité de la tarification.

Chaque thème d'examen a vocation à faire l'objet d'une note d'analyse intermédiaire, complétée le cas échéant, de recommandations.

## 9.3 Conclusion

La définition des prestations attendues, dont chacune fait l'objet de développements spécifiques, apparaît très complète. Leur bonne réalisation devrait permettre à la Ville de disposer d'une information conséquente pour sa gestion de la concession de distribution. La Ville pourra alors intégrer leurs conclusions dans sa future stratégie de chauffage urbain.

## ANNEXES

Annexe n° 1. Déroulement de la procédure .....	66
Annexe n° 2. L'urgence de la transition énergétique .....	67
Annexe n° 3. Le volontarisme croissant des objectifs européens et nationaux.....	71
Annexe n° 4. Relations entre les différents outils de programmation.....	74

### Annexe n° 1. Déroulement de la procédure

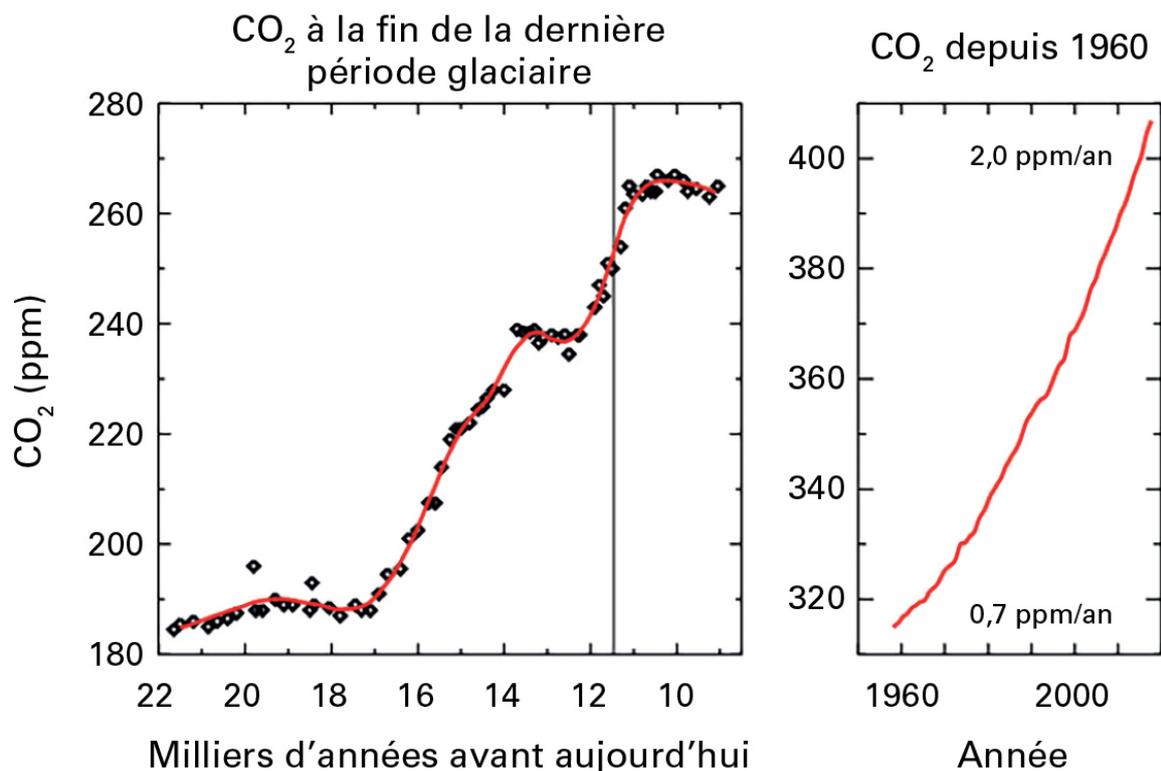
Le tableau ci-dessous retrace les différentes étapes de la procédure définie par le code des juridictions financières aux articles L. 243-1 à L. 243-6, R. 243-1 à R. 243-21 [ou R. 243-23 pour les établissements et services sociaux et médico-sociaux et des établissements de santé de droit privé] et par le recueil des normes professionnelles des chambres régionales et territoriales des comptes :

Objet	Dates	Destinataire
Avis de compétence du ministère public	Non applicable	Non applicable
Envoi de la lettre d'ouverture de contrôle	22 mai 2017	Mme Anne Hidalgo, maire M. Bertrand Delanoë, maire honoraire
Entretien de début de contrôle	23 juillet 2017	M. Guillaume Robert, directeur financier
Entretien de fin d'instruction	23 juillet 2018	M Damien Botteghi, secrétaire général adjoint
Délibéré de la formation compétente	4 octobre 2018	M. Gilles Bizeul Vice-Président CRC Ile-de-France
Envoi du rapport d'observations provisoires	15 mars 2019	Mme Anne Hidalgo, maire M. Bertrand Delanoë, maire honoraire Mme Bonenfant-Jeanneney, DG CPCU
Envoi d'extraits du rapport d'observations provisoires	15 mars 2019	M. Stéphane Pedron, associé E&Y Mme Marie Cecile Moinier, associée BM&A M. Marc Barrier, DG honoraire CPCU M. Frank Demaille, DG honoraire CPCU M. Thierry Frank de Préaumont, DG honoraire M. Patrick Ollier, président de la MGP M. Jacques Gautier, président du Syctom
Réception des réponses au rapport d'observations provisoires et aux extraits	7 mai 17 mai 2019 24 mai 2019	M. Jacques Gautier M. Patrick Ollier Mme Anne Hidalgo
Auditions	Non applicable	Non applicable
Délibéré de la formation compétente	29 juillet 2019	
Envoi du rapport d'observations définitives	31 juillet 2019	
Réception des réponses annexées au rapport d'observations définitives		

## Annexe n° 2. L'urgence de la transition énergétique

Les émissions massives de gaz à effets de serre<sup>117</sup> (GES) contribuent à réchauffer l'atmosphère. En 2015, la concentration moyenne de l'atmosphère en CO<sub>2</sub> a dépassé le seuil symbolique de 400 parties par million (ppm)<sup>118</sup> soit une augmentation de 40 % depuis l'époque préindustrielle.

Graphique n° 4 :



Pour analyser le futur du changement climatique, les experts du Groupe d'experts Intergouvernemental sur l'Évolution du Climat (GIEC<sup>119</sup>) ont, lors de la préparation de leur 5<sup>ème</sup> Rapport<sup>120</sup>, défini a priori quatre trajectoires d'émissions et de concentrations de gaz à effet de serre baptisés RCP (« Representative Concentration Pathways » ou « Profils représentatifs d'évolution de concentration »).

<sup>117</sup> Dioxyde de carbone (CO<sub>2</sub>), méthane (CH<sub>4</sub>), protoxyde d'azote (N<sub>2</sub>O), gaz fluorés, etc.

<sup>118</sup> Bulletin annuel de l'Organisation météorologique mondiale (OMM) sur les gaz à effet de serre

<sup>119</sup> Créé en 1988 par l'Organisation Météorologique Mondiale (OMM) et le Programme pour l'Environnement des Nations Unies (PNUE)

<sup>120</sup> Cinquième rapport d'évaluation du GIEC (AR5), dans le cadre de la COP21 au siège de l'UNESCO à Paris

Les scénarios tendanciels étudiés par le GIEC<sup>121</sup> projettent un dépassement des 450 ppm d'ici 2030, et des niveaux de concentration se situant entre 750 (RCP 6.0<sup>122</sup>) et plus de 1300 ppm (RCP 8.5) d'ici 2100<sup>123</sup>. Soit une augmentation de la température moyenne à la surface du globe d'environ 3,7 à 4,8 °C à 2100, par rapport aux niveaux préindustriels<sup>124</sup>.

L'Accord de Paris, entré en vigueur le 4 novembre 2016<sup>125</sup> vise à limiter la hausse de la température « *bien en deçà de 2°C* », en faisant tous les efforts pour la maintenir « *en deçà de 1,5°C* ».

Pour cela, les émissions de GES d'origine anthropiques, cumulées depuis 1870, ne doivent pas dépasser 2 900 milliards de tonnes (ou Gt<sup>126</sup>) de CO<sub>2</sub>, sachant que l'humanité a déjà émis 2 100 Gt CO<sub>2</sub><sup>127</sup> entre 1870 et 2016<sup>128</sup>. Entre 2017 et 2100, il faut donc restreindre nos émissions cumulées à moins de 800 Gt de CO<sub>2</sub> à l'échelle de la planète.

Toutefois, au rythme des émissions actuelles (35Gt de CO<sub>2</sub>/an), le budget de 800 Gt de CO<sub>2</sub> sera épuisé d'ici moins de 20 ans.

Un rapport médiatisé<sup>129</sup> de l'ONU Environnement du 31 octobre 2017 souligne ainsi qu'il existe à ce stade un « *écart catastrophique* » entre les engagements pris par les États pour réduire leurs émissions de gaz à effet de serre et les efforts nécessaires pour respecter l'Accord de Paris.

Ces efforts doivent d'abord concerner la combustion d'énergie fossile<sup>130</sup>. En effet, en 2012, près de 80% des émissions de CO<sub>2</sub> dans le monde étaient imputables à la combustion d'énergie fossile selon l'Agence internationale de l'énergie (AIE)<sup>131</sup>.

Entre 1990, année de référence du protocole de Kyoto, et 2012, les émissions mondiales de CO<sub>2</sub> dues à la combustion d'énergie ont augmenté de 50%, une progression similaire à celle de la production mondiale d'énergie. Certes, la part relative du pétrole dans le mix énergétique a alors diminué (-5 points) mais celles du charbon (+4 points) et celle du gaz naturel (+2 points) ont augmenté. Les énergies fossiles carbonées comptaient ainsi encore pour 82 % de la production mondiale d'énergie en 2012.

En 2013, les émissions mondiales de CO<sub>2</sub> liées à l'énergie (80% des émissions), en hausse de 2 % par rapport à l'année précédente, s'établissaient comme suit :

---

<sup>121</sup> Scénarios sans effort supplémentaire explicite visant à restreindre les émissions à l'échelle globale

<sup>122</sup> Les scénarios RCP (pour representative Concentration Pathways) – Profils représentatifs d'évolution de concentration) sont quatre scénarios relatifs à l'évolution de la concentration en gaz à effet de serre dans l'atmosphère au cours du XXI<sup>ème</sup> siècle, établis par le GIEC pour son cinquième rapport. Ces trajectoires englobent un large éventail de possibilités en matière d'évolutions technologiques et socio-économiques, et traduisent des efforts plus ou moins grands de réduction des émissions de GES au niveau mondial. Le RCP8.5, scénario le plus pessimiste, prévoit une évolution tendancielle des concentrations de gaz à effet de serre, les émissions continuant d'augmenter au rythme actuel. A l'opposé, le scénario RCP2.6 intègre les effets d'une politique de réduction des émissions susceptible de limiter le réchauffement planétaire à 2°C en 2100. Les scénarios RCP6.0 et RCP4.5 dessinent des trajectoires intermédiaires entre ces deux extrêmes.

<sup>123</sup> GIEC, Changements climatiques 2014, L'atténuation du changement climatique. Contribution du groupe de travail III au 5<sup>ème</sup> rapport d'évaluation du GIEC

<sup>124</sup> En 2016 la température était en moyenne supérieure de 1° à 1,5 ° par rapport à l'ère préindustrielle.

<sup>125</sup> Sur les 195 Etats signataires, 146 Etats ont à présent ratifié l'accord, et 3 Etats se sont retirés (Etats-Unis, Nicaragua, Syrie)

<sup>126</sup> Giga tonnes

<sup>127</sup> Milliards de tonnes

<sup>128</sup> Global Carbon Project, Carbon Budget 2016

<sup>129</sup> Cf. par exemple article du Monde du 31 octobre 2017.

<sup>130</sup>

<sup>131</sup> Source : Ministère de l'écologie, du développement durable et de l'énergie. <https://www.connaissancedesenergies.org/les-emissions-de-co2-dues-la-combustion-denergie-150112>. Au sein de ces émissions sont comptabilisées celles liées à la transformation d'énergie fossile (raffinage du pétrole, production électrique, etc.) et celles liées aux usages finaux de ces énergies (dans les secteurs des transports, de l'industrie, etc.).

**Tableau n° 9 : Émission totales de CO2 liées à l' énergie**

Pays	Emission de CO2 en GT/an	Emission de CO2 en T/hab/an
Monde entier	35	4,9
Chine	10,3	7,4
Etat Unis	5,7	16,6
Union Européenne	3,8	7,3
Inde	2	1,7
Russie	1,8	12,6
Japon	1,3	10,7
Transport international	1,07	
Allemagne	0,84	10,2
Royaume Uni	0,48	7,5
Italie	0,39	6,4
France	0,37	5,7

Source: EDGAR<sup>132</sup> : Trends in global CO2 emissions: 2014 report<sup>133</sup>

Le territoire français est l'un des territoires développés les moins émetteurs en matière de combustion d'énergie. Cela est principalement dû à son mix électrique très peu carboné : 73,3% de l'électricité produite dans l'hexagone en 2013 est d'origine nucléaire.

Cependant l'empreinte carbone des français évaluée à 10,5 tonnes CO2eq/an en 2015 dépasse de plus de 50% les émissions de GES observées sur le territoire français.

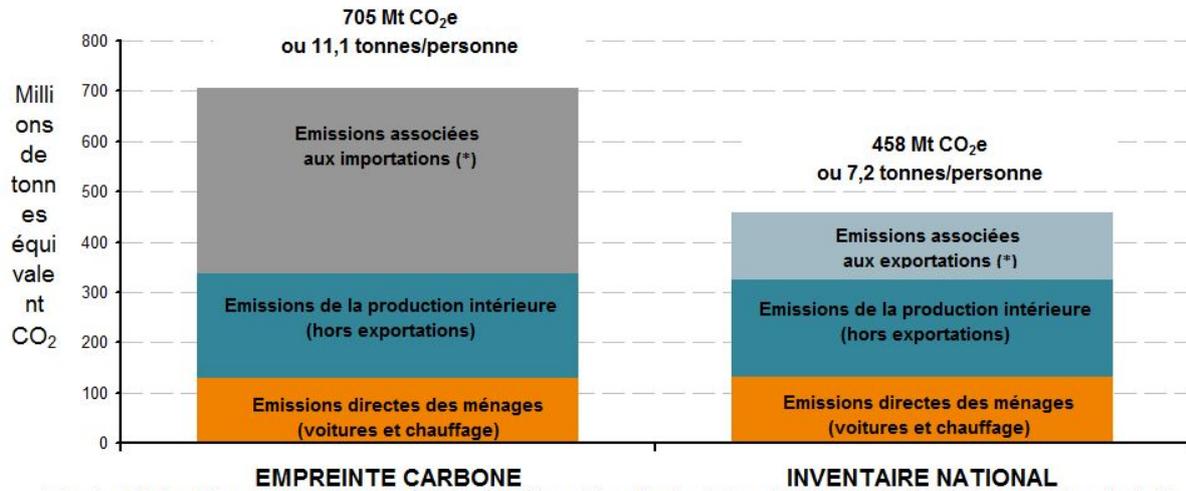
En effet, une partie considérable de l'empreinte carbone des ménages est « importée » depuis le reste du territoire français, et depuis l'étranger : production d'énergie et de matières premières, fabrication de produits semi-finis (matériaux de construction, pièces détachées...), ou de produits finis (plats préparés, appareils et équipements, véhicules, etc.).

132 Emissions Database for Global Atmospheric Research

133 Netherlands Environmental Assessment Agency + Institute for Environment and Sustainability (IES) of the European Commission's Joint Research Centre (JRC)

**Graphique n° 5 :**

**Empreinte carbone de la demande finale intérieure de la France pour les 3 gaz à effet de serre CO<sub>2</sub>, CH<sub>4</sub> et N<sub>2</sub>O, versus émissions sur le territoire national - année 2012**



**Notes :** hors CO<sub>2</sub> issu de la combustion de biomasse à des fins énergétiques et hors utilisation des terres, leur changement et la forêt (UTCF) ; territoire national : CO<sub>2</sub> émis sur le territoire de la France métropolitaine ; les émissions des importations ré-exportées correspondent aux émissions produites à l'étranger du fait du contenu en importations des exportations françaises.

(\*) = hors importations ré-exportées (les émissions des importations ré-exportées correspondent aux émissions produites à l'étranger du fait du contenu en importations des exportations françaises).

**Champ :** France métropolitaine.

**Source :** AIE ; FAO ; Citepa ; Douanes ; Eurostat ; Insee. Traitements : SDES, 2017

Cette empreinte reste très éloignée de l'objectif dit de « facteur 4 <sup>134</sup>», soit 2,5 tonnes CO<sub>2</sub>eq/an et par habitant, sur lequel la France s'est engagée dès le Plan Climat en 2004 et la loi POPE <sup>135</sup> en 2005.

<sup>134</sup> Qui vise à diviser par 4 les émissions de GES entre 1990 et 2050

<sup>135</sup> Loi n°2005-781 du 13 juillet 2005 de programme fixant les orientations de la politique énergétique.

### **Annexe n° 3. Le volontarisme croissant des objectifs européens et nationaux**

#### **Les objectifs européens**

De fait au cours de la dernière décennie les objectifs climatiques de la politique énergétique européenne et nationale, déclinés ensuite à l'échelle locale, sont apparus de plus en plus ambitieux.

Le paquet climat-énergie (ou énergie-climat) ou plan climat est un plan d'action adopté en décembre 2008<sup>136</sup> et révisé en octobre 2014 par l'Union européenne.

Le paquet climat-énergie de 2008 avait pour objectif de permettre la réalisation de l'objectif « 20-20-20 » ou « 3x20 » visant, par rapport aux niveaux de 1990 à : réduire de 20 % les émissions de CO<sub>2</sub> des pays de l'Union; accroître de 20 % l'efficacité énergétique d'ici à 2020 ; augmenter à 20% la part des énergies renouvelables dans le mix énergétique européen.

Le paquet climat-énergie de 2014 a ensuite fixé de nouveaux objectifs pour 2030 : réduire de 40% les émissions de gaz à effet de serre par rapport à 1990 (seul objectif contraignant); accroître de 27 % l'efficacité énergétique d'ici à 2020 ; augmenter à 27% la part des énergies renouvelables dans le mix énergétique.

#### **Les objectifs nationaux**

La loi de transition énergétique pour la croissance verte (LTECV) du 17 août 2015<sup>137</sup> retranscrit ces ambitions européennes tout en adaptant leurs niveaux et leur période de référence : (a) L'échéance de la période de référence de réduction des émissions de GES n'est plus 2020 mais 2030 avec une cible de réduction qui double de 20% à 40% et l'ajout de l'objectif dit de facteur 4 pour 2050 ; (b) L'objectif d'amélioration de 20% de l'efficacité énergétique ne porte plus sur la période de référence 1990-2020 mais sur la période 2012-2030; un objectif d'augmentation de 50% de l'efficacité énergétique est ajouté pour la période 2012-2050 ; (c) L'objectif du taux d'EnR&R est augmenté de 20% à 23% e 2020 et à 32% en 2030.

Ainsi, aux termes de l'article L. 100-4 du code de l'énergie dans sa rédaction issue de la LTECV :

*« I. La politique énergétique nationale a pour objectifs : 1° De réduire les émissions de gaz à effet de serre de 40 % entre 1990 et 2030 et de diviser par quatre les émissions de gaz à effet de serre entre 1990 et 2050. La trajectoire est précisée dans les budgets carbone mentionnés à l'article L. 222-1 A du code de l'environnement<sup>138</sup> ; 2° De réduire la consommation énergétique finale de 50 % en 2050 par rapport à la référence 2012, en visant un objectif intermédiaire de 20 % en 2030...; 4° De porter la part des énergies renouvelables à 23 % de la consommation finale brute d'énergie en 2020 et à 32 % de cette consommation en 2030 ; à cette date, pour parvenir à cet objectif, les énergies renouvelables doivent représenter 40 % de la production d'électricité, 38 % de la consommation finale de chaleur, 15 % de la consommation finale de carburant et 10 % de la consommation de gaz ; 5° De réduire la part du nucléaire dans la production d'électricité à 50 % à l'horizon 2025 .. 9° De multiplier par cinq la quantité de chaleur et de froid renouvelables et de récupération livrée par les réseaux de chaleur et de froid à l'horizon 2030.*

<sup>136</sup> Fin 2008, ce « paquet législatif » a fait l'objet d'un accord politique entre les 27 chefs d'État et de gouvernement, lors du Conseil européen de Bruxelles des 11 et 12 décembre 2008, et immédiatement adopté par le Parlement européen et le Conseil des ministres en décembre 2008.

<sup>137</sup> Notamment à l'article L. 100-1 du code de l'énergie

<sup>138</sup> Article I. 222-1 A : Pour la période 2015-2018, puis pour chaque période consécutive de cinq ans, un plafond national des émissions de gaz à effet de serre dénommé " budget carbone " est fixé par décretArticle L.

Ces objectifs se sont accompagnés de la mise en place de la contribution climat énergie<sup>139</sup>.

Certains de ces objectifs apparaissent cependant d'ores et déjà hors d'atteinte, à l'instar de la réduction de la part du nucléaire à 50% à l'horizon 2025.

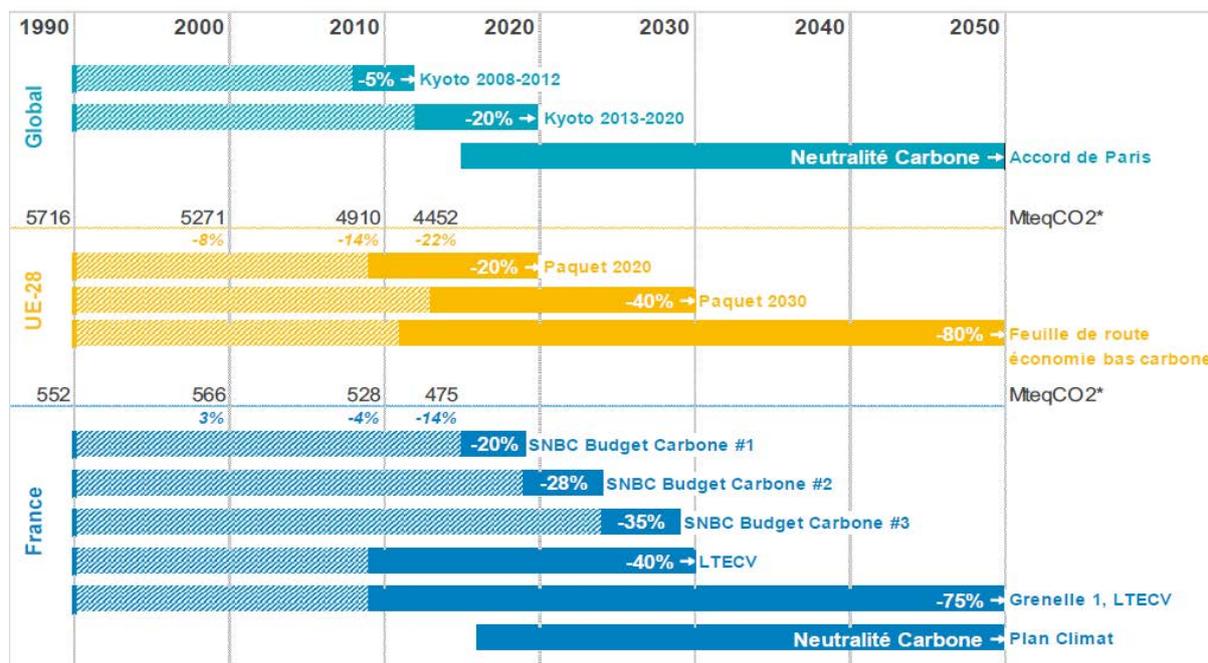
Le plan climat présenté en Conseil des ministres le 6 juillet 2017 a ensuite souligné la nécessité d'accélérer la mise en œuvre de dispositions permettant de respecter l'Accord de Paris, adopté en décembre 2015 lors de la COP21, – à savoir contenir la hausse de la température planétaire « nettement en dessous de 2 °C par rapport aux niveaux préindustriels », en essayant de la limiter à 1,5 °C.

Aux termes de ce plan, une nouvelle stratégie nationale bas-carbone et une nouvelle programmation pluriannuelle de l'énergie seront publiées d'ici la fin de l'année 2018. Ces documents décriront les stratégies et actions mises en œuvre pour atteindre nos objectifs en matière d'émissions de gaz à effet de serre et de consommation d'énergie. En particulier, la nouvelle Stratégie nationale bas carbone visera la neutralité carbone vers le milieu du siècle. Un prix de 100 € par tonne de carbone d'ici 2030 étant insuffisant pour placer le monde sur la trajectoire recherchée, une nouvelle trajectoire accélérée sera inscrite de manière lisible pour les 5 années à venir dans la loi de finances.

Les graphiques en annexe décrivent l'articulation entre les objectifs globaux et nationaux de réduction des émissions de GES.

## L'articulation entre les objectifs européens et nationaux

Graphique n° 6 : Synthèse des objectifs d'atténuation du changement climatique.

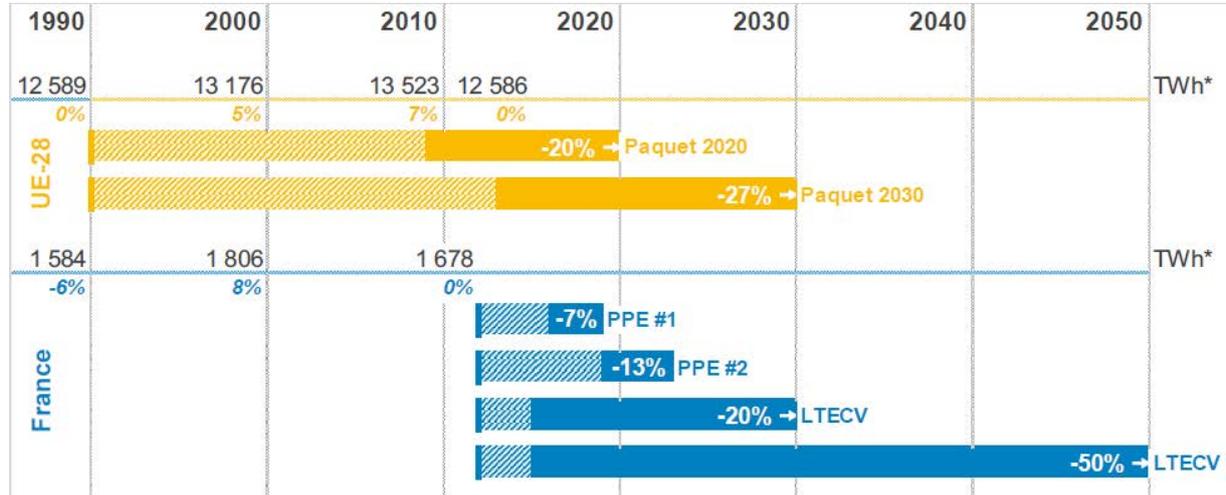


Source : diagnostic du PCAEM

<sup>139</sup> La taxe carbone (ou Contribution Climat-Énergie) est une taxe environnementale sur les émissions de gaz à effet de serre. L'article 265 du code des douanes établit le montant de la contribution climat énergie (dite taxe carbone) : 56 € en 2020, 100 € en 2030. Les dispositions d'application relèvent de la compétence du législateur, notamment des lois de finances ou de toute loi fiscale ordinaire. La loi de finances rectificative pour 2015 (article 16) a fixé l'objectif de la valeur de la tonne carbone en prévoyant un montant de 30,50 € en 2017, de 39 € en 2018, de 47,50 € en 2019, **sans remettre en cause la valeur de 56 € en 2020 et de 100 € en 2030**

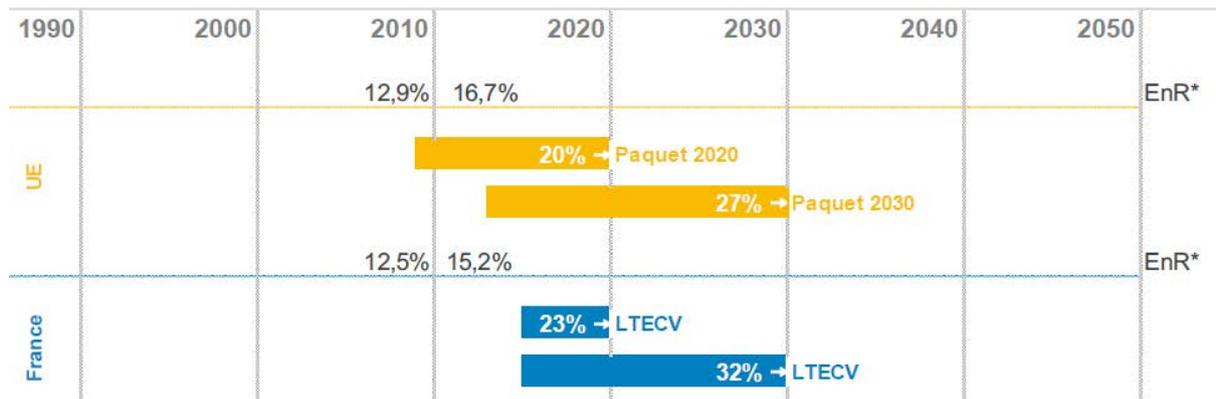
Le graphique ci-dessous décrit l'articulation entre les objectifs européens et nationaux de diminution de la consommation d'énergie

**Graphique n° 7 : Objectifs européens et nationaux de diminution de la consommation d'énergie**

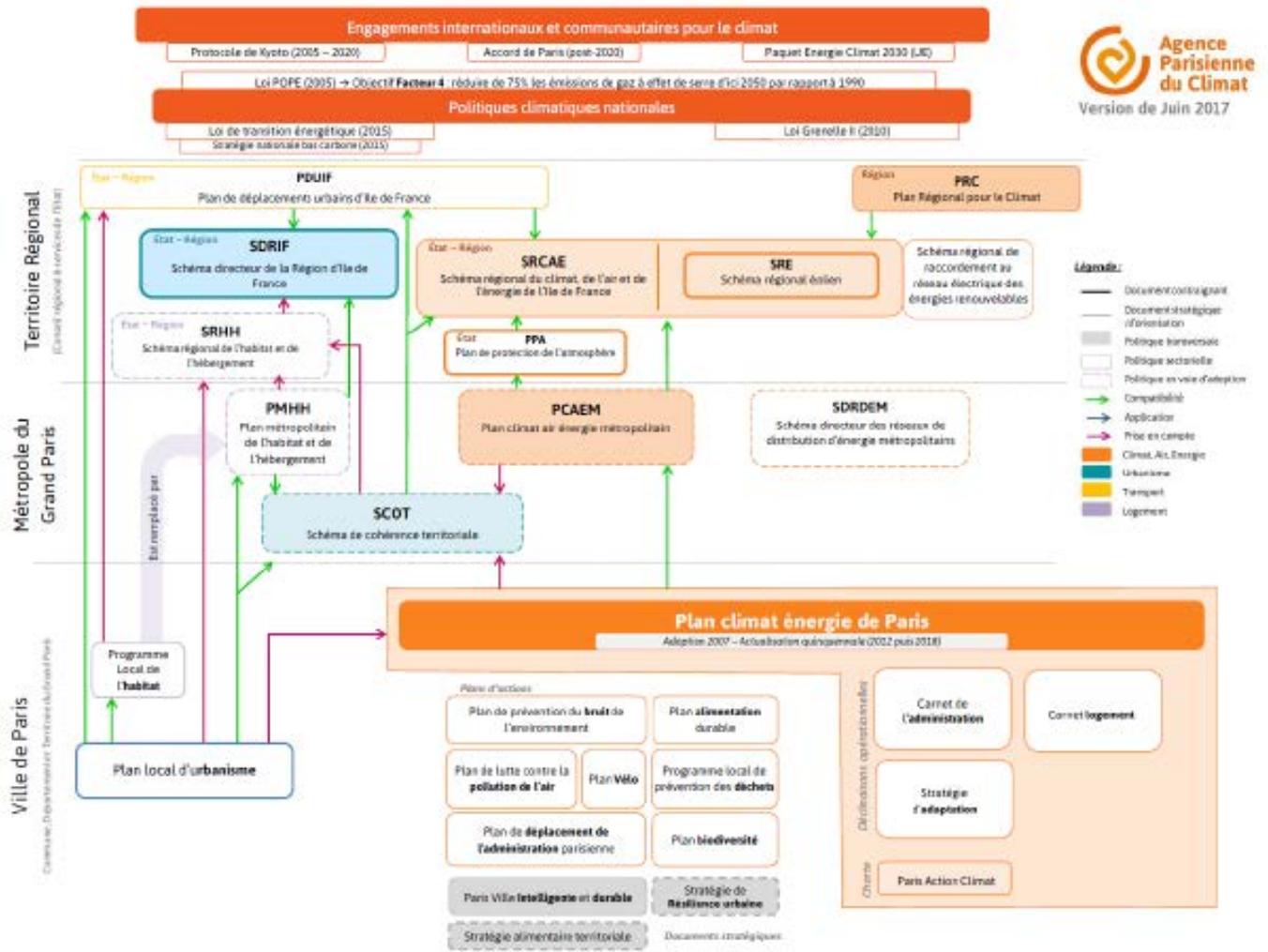


Le graphique ci-dessous décrit l'articulation entre les objectifs européens et nationaux d'augmentation de la part des énergies renouvelables dans le mix énergétique

**Graphique n° 8 : Objectifs européens et nationaux d'augmentation du taux d'énergie renouvelable**



### Annexe n° 4. Relations entre les différents outils de programmation



# REPONSE

de Madame la Maire de la Ville de Paris

(\*)

*(\*) Cette réponse jointe au rapport engage la seule responsabilité de son auteur, conformément aux dispositions de l'article L. 243-5 du code des juridictions financières.*



La Secrétaire Générale



D19SGVP-001221

Paris, le 03 OCT. 2019

**La Maire de Paris**

à

**Monsieur le Président de la Chambre Régionale des Comptes  
d'Ile-de-France**

Objet : Remarques sur les observations définitives relatives à la politique de chauffage urbain au travers de ses relations avec la Compagnie Parisienne de Chauffage urbain CPCU

V/Ref: Contrôle n°2017-0156- Relations Ville de Paris-CPCU Exercices 2012 et suivants – observations définitives

Vous avez adressé à Madame la Maire de Paris les observations définitives de la Chambre relatives au contrôle des comptes et de la gestion de la Compagnie parisienne de chauffage urbain (CPCU) pour les exercices 2012 et suivants.

Lors de la transmission des observations provisoires, la Ville de Paris avait apporté un certain nombre d'éléments de réponse sur chacune des recommandations. Je me réjouis que ces éléments aient pu servir à la réflexion de la Chambre et lui permettre de transmettre ce rapport définitif prenant en compte certaines de nos remarques.

Je confirme que les services ont finalisé un cahier des charges pour un marché public d'assistance à maîtrise d'ouvrage et d'audits préalable à la fin de concession de chauffage urbain fin 2024, et à l'avenir de ce réseau de chaleur. Je suis en mesure de préciser que ce marché comprendra les missions suivantes :

- Une mission d'AMO pour assister la Ville dans la fin du contrat actuel, piloter et coordonner les audits, participer à la définition des caractéristiques du prochain service public de la chaleur urbaine et accompagner la Ville dans sa mise en œuvre.
- Une analyse technique dont le but est de s'assurer du retour des biens en état normal de fonctionnement, de définir le programme de travaux éventuellement nécessaire pour leurs remises. Cet audit examinera également la question de la reprise ou non des usines au regard du schéma directeur de la chaleur urbaine et des caractéristiques du prochain service public.

Monsieur Christian MARTIN  
Président de la Chambre Régionale des Comptes d'Ile de France  
6 Cours des Roches  
Noisiel – BP 187  
77315 Marne la Vallée Cedex 2

- Une analyse environnementale sur les conditions d'optimisation des impacts environnementaux du service public et de son contrôle renforcé par l'autorité concédante.
- Des éléments comptables et patrimoniaux pour vérifier l'exactitude des comptes et inventaires, contrôler la politique d'amortissement et de provision, la constitution de l'IFC (valeur des terrains comprise) et déterminer le solde de tout compte.
- Une analyse juridique et contractuelle qui dressera la cartographie de toutes les relations contractuelles entre le concessionnaire actuel et des tiers pour sécuriser la transition vers le futur exploitant et vérifiera également la correcte classification des biens (retour/reprise/propres).
- Des éléments financiers et fiscaux pour étudier l'économie de la concession et élaborer des projections financières relatives au prochain service public de la chaleur.
- Une étude commerciale qui réalisera une étude de marché sur le secteur de l'énergie et proposera des modèles de tarification incitative.
- Une analyse des systèmes d'information, et sur le pilotage et la supervision des unités de production et de distribution, pour préparer la reprise éventuelle des outils par un autre exploitant.

L'objectif est de pouvoir lancer l'avis public d'appel à la concurrence dès cet automne 2019 afin de pouvoir notifier le marché au printemps 2020.

#### **Sur les recommandations.**

Je souhaite vous faire part des remarques suivantes sur les recommandations mentionnées dans ce rapport.

Rappel au droit n° 1 : Fixer dans la convention de concession parisienne la grille des tarifs applicables aux usagers conformément aux prescriptions légales.

La Ville de Paris est tout à fait consciente de l'importance de réintégrer dans le texte de la convention la grille des tarifs applicables aux usagers, ainsi que le mécanisme d'évolution de cette grille tarifaire. La Ville de Paris confirme à la Chambre qu'elle continue d'examiner les conditions d'adoption de cette mesure et d'autres points particuliers, dans un avenant au contrat de concession ou une délibération spécifique, par le Conseil de Paris. La Ville entend néanmoins attendre l'issue du contentieux introduit par l'association Consommation, Logement et Cadre de Vie et 9 syndicats de copropriétaires devant le tribunal administratif de Paris qui doit conduire celui-ci à se prononcer sur la légalité du tarif maximum autorisé.

Recommandation n° 1 : Obtenir du concessionnaire une estimation de la valeur vénale des terrains constitutifs de biens de reprise.

Les terrains sur lesquels sont situées les centrales de production, quelle que soit leur implantation, sont effectivement classés comme des biens de reprise et l'article 39.3 de la Convention prévoit qu'ils pourront être repris par la Ville de Paris à leur valeur vénale déterminée par entente amiable, ou à défaut par un collège de trois experts, désignés respectivement par la Ville de Paris, le concessionnaire et le Président du Tribunal administratif de Paris.

Afin de déterminer l'évaluation de la valeur vénale des terrains, la Ville a prévu cette estimation dans le cadre des études évoquées plus haut. Cette estimation consolidera les vérifications faites sur l'indemnité de fin de contrat. Pour autant, je tiens à rappeler que la valorisation des terrains ne sera utile que dans l'hypothèse d'une reprise des usines de production d'énergie.

Recommandation n° 2 : Préciser par avenant au contrat de concession le statut des compteurs au regard de leur caractère nécessaire au service concédé

Le statut des compteurs en tant que bien de retour est une position partagée par la Ville de Paris et son concessionnaire. Le reclassement peut s'effectuer simplement au niveau des inventaires de la CPCU figurant dans le Compte Rendu Annuel d'Activité dès lors que le Conseil de Paris l'approuve par une délibération, sans passer par un avenant au contrat de concession.

### Recommandation n° 3 : Retirer l'ensemble des syndicats de copropriété de la liste des grands comptes

L'existence de cette tarification particulière pour les syndicats est un héritage que la Ville de Paris est consciente de devoir faire évoluer. La modification de cette règle pourra toutefois entraîner des conséquences notables pour les clients concernés. Pour cette raison, la Ville de Paris évaluera précisément les conditions, modalités et calendrier d'évolution vers le retrait des syndicats de copropriété de la liste des grands comptes.

### Recommandation n° 4 : Revoir le mode d'établissement du prix de cession interne

Cette recommandation s'inscrit dans la continuité des travaux initiés par la Ville de Paris en 2017. En effet, l'audit économique et comptable mandaté par la Ville a permis d'affiner la méthode d'établissement du prix de cession interne. Cette nouvelle méthode permet de refléter une image plus fidèle de la réalité économique des deux branches. Néanmoins elle aboutit à un prix de cession relativement proche de celui résultant de la méthode actuellement appliquée. Les propositions de l'auditeur seront mises en œuvre lors de la réalisation des comptes de concession 2020.

### Recommandation n° 5 : Préciser dans le contrat de concession l'attribution du reliquat de provisions pour risques et des provisions pour charges de renouvellement des retours d'eau

La Ville de Paris considère que les provisions pour renouvellement des retours d'eau appartiennent au service public de la chaleur urbaine. Les reliquats non consommés à la fin de la concession sont transmis à l'exploitant suivant pour remplir ces obligations de renouvellement.

### Recommandation n°6 : Etablir une programmation indicative de renouvellement des retours d'eau jusqu'à l'échéance de la concession

Le concessionnaire transmet un plan de renouvellement des retours d'eau sur 4 ans. Le dernier en date couvre la période 2018-2021 et un dernier plan demandé par la Ville de Paris couvrira la période restante, jusqu'au terme de la concession.

### Recommandation n° 7 : Documenter la trajectoire de préfinancement des obligations contractuelles de restitution d'un réseau en état normal de fonctionnement

Les provisions pour renouvellement sont constituées lors du fait générateur qui est l'acceptation par la Ville du programme annuel de travaux (et non du plan pluriannuel d'investissement). Elles sont calculées à partir de la probabilité de renouvellement d'une canalisation après inspection (environ 30%).

Pour autant, le contrat de concession ne prévoit pas la constitution de telles provisions qui reste un choix de gestion du concessionnaire. La méthode de préfinancement du renouvellement des ouvrages (provision, compte GER, garantie de renouvellement,...) sera étudiée dans les réflexions sur l'avenir du réseau de chaleur qui débiteront en 2020.

### Recommandation n° 8 : Faire préciser le coût estimé des engagements de retraite dans le rapport annuel du délégataire. Définir avec le concédant les modalités de reprise d'une partie de ces engagements par la Ville à l'échéance de la concession

La nature et les incidences financières des provisions pour engagement de retraite n'ont pu être définies en profondeur dans le cadre de l'audit économique et comptable. Elles feront l'objet d'études dédiées dans le cadre du marché encadrant la fin du contrat avec la CPCU (cf. supra).

### Recommandation n° 9 : Faire inscrire les indemnités de fin de concession dans les engagements hors bilan des comptes de la CPCU soumis à la certification des commissaires aux comptes

La Ville de Paris confirme sa position favorable à une extension du périmètre de la certification des commissaires aux comptes à l'indemnité de fin de contrat. À ce titre, la Ville précise que la note 4 des comptes sociaux 2018 de la CPCU intègre un tableau présentant l'IFC.

Recommandation n° 10 : Inscrire les indemnités de fin de contrat dans les engagements hors bilan des comptes de la Ville de Paris

Suite à la communication du rapport provisoire, la Ville, dans son compte administratif 2018, a fait figurer l'indemnité de fin de contrat au titre des biens de retour ainsi que la réintégration de ces biens dans son patrimoine.

Quant à l'indemnisation des biens de reprise, la Ville de Paris ne s'est pas engagée à reprendre ces biens. À ce jour, il ne semble donc pas opportun de les traduire en engagement hors bilan dans les comptes de la Ville.

Recommandation n° 11 : Prendre en compte les effets du futur schéma directeur des réseaux de chaleur dans la valorisation des unités de production à l'échéance de la concession

Les réseaux d'énergies sont des outils essentiels de la transition énergétique de la Ville de Paris, pour lesquels le réseau de chaleur constitue un des principaux leviers d'action. Dans la continuité des objectifs énergétiques ambitieux du Plan Climat parisien (2018), le schéma directeur du réseau de chaleur de la Ville, en cours d'élaboration, contribuera au renforcement de sa stratégie énergétique et permettra de préciser les principaux axes d'évolution de ces infrastructures.

Ce document est préparé pour répondre à l'article 194 de la loi n°2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte et pour s'intégrer dans la réflexion conduite par la Métropole du Grand Paris qui s'apprête à réaliser son Schéma Directeur des Energies entre 2020 et 2021.

Le futur Schéma Directeur Chaleur servira enfin de cadre et de trajectoire pour les études et audits prévus dans le cadre de la fin de la concession actuelle et de l'avenir du réseau de chaleur urbaine (cf. supra). Ces études prévoient de réaliser des tests de dépréciation des outils de production.

Plus globalement, la Ville de Paris considère que la gestion et l'évolution de ses réseaux d'énergies sont des éléments structurants dans la réussite de sa transition écologique (à court et moyen terme) et s'attache à mettre en œuvre ses objectifs de manière équitable et concertée, notamment avec les collectivités et les institutions concernées.

Recommandation n° 12 : Documenter la soutenabilité pour la CPCU des scénarios d'évolution de la consommation de chaleur retenus par la Ville de Paris et par la Métropole

La CPCU est délégataire de la distribution de chaleur sur le territoire parisien jusqu'en 2024. Les scénarios d'évolution de la consommation de chaleur retenus par la Ville de Paris, autorité concédante, et la Métropole seront détaillés dans les schémas directeurs adossés à leurs plans climat respectifs, lesquels se projettent jusqu'en 2050. Ces éléments stratégiques à long terme doivent être déconnectés d'éventuels tests en chambre que pourrait conduire la Ville de Paris, actionnaire de la CPCU, sur la soutenabilité de ces options sur les finances de la CPCU.

\*

Je souhaite enfin apporter quelques précisions sur les éléments du rapport définitif figurant à la page 9 (§ xxi) et à la page 58 (au 8.2.2 avant-dernier §) :

- o Dans le cadre de son Plan Climat (2018), la Ville de Paris a défini des objectifs de réduction de la consommation globale d'énergie sur son territoire (-35% en 2030 et -50% en 2050) qui s'appliquent à l'ensemble des types d'énergies considérées (électricité, gaz, chaleur, combustibles liquides). Cette baisse générale de la consommation parisienne s'accompagne d'une augmentation de la part en énergies renouvelables (45% en 2030 et 100% en 2050, d'EnR dans la consommation globale d'énergie) ;
- o Pour chacun des types d'énergies (électricité, gaz, chaleur, combustibles liquides) leurs proportions dans la consommation énergétique de la Ville évoluent donc à la baisse, tel que le détaille le tableau « Résultats Consommations énergétiques (évolution par rapport à 2004) » en page 17 de l'annexe technique du Plan Climat parisien ;

- o La distribution de chaleur via le réseau parisien n'est donc pas réduite au sens strict, mais s'inscrit dans le cadre global de la réduction des consommations d'énergies de la Ville ;
- o Les proportions de l'électricité et du gaz évoluent également à la baisse dans le cadre des objectifs de réduction des consommations d'énergies du territoire ;
- o Les pourcentages évoqués par la CRC-IdF (p9 et p58) s'appliquent en effet à des valeurs d'énergies totales consommées qui varient à la baisse sur les trois périodes considérées (cf. p13 de l'annexe technique du Plan Climat parisien) ; les valeurs absolues d'énergies sont donc également à considérer pour traduire totalement l'évolution des consommations d'énergies parisiennes aux horizons 2030 et 2050.

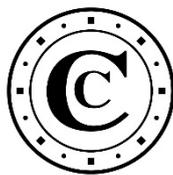
À titre d'exemple, la consommation de gaz diminue de 14% en 2030 (soit 9 TWh) et de 41% en 2050 (soit 6,2 TWh). L'évolution du mix énergétique parisien doit donc également être mise en perspective avec l'augmentation à venir de la part des EnR.

Je vous prie d'agréer, Monsieur le Président, l'expression de ma considération distinguée.

Pour la Maire de Paris et par délégation,  
La Secrétaire Générale,

  
Aurélie ROBINEAU-ISRAEL





« La société a le droit de demander compte  
à tout agent public de son administration »  
Article 15 de la Déclaration des Droits de l'Homme et du Citoyen

L'intégralité de ce rapport d'observations définitives  
est disponible sur le site internet  
de la chambre régionale des comptes Île-de-France :  
[www.ccomptes.fr/fr/crc-ile-de-france](http://www.ccomptes.fr/fr/crc-ile-de-france)

**Chambre régionale des comptes Île-de-France**  
6, Cours des Roches  
BP 187 NOISIEL  
77315 MARNE-LA-VALLÉE CEDEX 2  
Tél. : 01 64 80 88 88  
[www.ccomptes.fr/fr/crc-ile-de-france](http://www.ccomptes.fr/fr/crc-ile-de-france)