



RAPPORT D'OBSERVATIONS DÉFINITIVES  
ET SA RÉPONSE

SYNDICAT MIXTE DES RESEAUX  
D'ENERGIE CALORIFIQUE  
(SMIREC)

(93)

Exercices 2013 et suivants

Observations  
délibérées le 2 septembre 2020



## TABLE DES MATIÈRES

<b>SYNTHESE</b> .....	<b>3</b>
<b>RAPPELS AU DROIT ET RECOMMANDATIONS</b> .....	<b>7</b>
<b>OBSERVATIONS</b> .....	<b>8</b>
<b>1 CONTEXTE JURIDIQUE DU CONTRÔLE ET PRÉSENTATION DU SMIREC..</b>	<b>8</b>
1.1 Rappel de la procédure.....	8
1.2 Présentation du SMIREC .....	9
1.2.1 Création .....	9
1.2.2 Cadre juridique et gouvernance .....	9
1.2.3 Le réseau.....	11
1.2.4 Effectifs et activité.....	13
<b>2 LE CHAUFFAGE URBAIN ET L'ENVIRONNEMENT</b> .....	<b>14</b>
2.1 La réglementation relative aux installations classées pour la protection de l'environnement ....	14
2.1.1 Le réseau de La Courneuve .....	14
2.1.2 Le réseau « Saint-Denis ».....	16
2.2 Les obligations d'information incombant aux gestionnaires de réseau .....	17
2.2.1 La mise à disposition des données de production et de consommation .....	17
2.2.2 L'obligation de relevé géographique du réseau.....	17
2.3 Les émissions de gaz à effet de serre et les allocations de quotas.....	18
<b>3 LE CHAUFFAGE URBAIN ET SA GOUVERNANCE</b> .....	<b>21</b>
3.1 La planification des politiques de transition énergétique.....	21
3.1.1 Les démarches spécifiques à la transition énergétique .....	21
3.1.2 Les documents d'urbanisme .....	24
3.2 L'activité du réseau de chaleur .....	26
3.2.1 La politique énergétique du SMIREC : l'évolution des modes de production.....	26
3.2.2 Le périmètre du réseau .....	30
<b>4 LE CHAUFFAGE URBAIN ET LES USAGERS</b> .....	<b>37</b>
4.1 Le coût du chauffage urbain à la charge des abonnés .....	37
4.1.1 Les notions utilisées pour estimer le coût du chauffage urbain.....	37
4.1.2 Les prix de vente moyens pondérés R1 et R2 et leurs parts respectives dans le tarif.....	38
4.1.3 Les discriminations tarifaires.....	45
4.2 L'information des usagers et la facturation.....	46
4.3 La relation directe avec les abonnés et usagers.....	46
4.3.1 Pour le SMIREC.....	46
4.3.2 Pour la société PCE .....	48
4.4 Les organismes rassemblant les usagers .....	49
4.4.1 La commission consultative des services publics locaux (CCSPL) .....	49
4.4.2 Les comités des usagers.....	50
4.5 La maintenance du réseau .....	51
4.5.1 Les mesures de maintenance .....	51
4.5.2 L'efficacité de la maintenance.....	51
4.5.3 Les conséquences pour les usagers de la maintenance du réseau.....	51

<b>5</b>	<b>LES FINANCES DE LA REGIE.....</b>	<b>52</b>
5.1	La qualité de l'information budgétaire et comptable .....	52
5.1.1	L'information de l'assemblée délibérante .....	52
5.1.2	La fiabilité des comptes.....	53
5.2	La capacité d'autofinancement et la politique tarifaire.....	56
5.2.1	La section d'exploitation : des charges et des recettes dépendant de facteurs exogènes.....	57
5.2.2	Un niveau d'endettement croissant.....	65
5.2.3	Les perspectives.....	67
<b>6</b>	<b>LA DELEGATION DE SERVICE PUBLIC.....</b>	<b>73</b>
6.1	La méconnaissance des dispositions de la convention de DSP traduit un contrôle insuffisant exercé par le SMIREC .....	73
6.1.1	L'exercice effectif de la délégation par la société Engie Réseaux .....	73
6.1.2	La méconnaissance des termes de la convention de DSP concernant l'entretien et le renouvellement des installations et équipements.....	73
6.2	Les contrats désavantageux passés entre la société PCE et sa société mère ont pour effet d'augmenter les tarifs.....	75
6.2.1	Le montant des frais de siège et de personnel d'assistance extérieure en augmentation.....	75
6.2.2	Dans la pratique, des frais de siège, de personnels et d'assistance extérieure insuffisamment justifiés .....	76
6.2.3	Un compte d'exploitation prévisionnel basé sur un taux d'emprunt trop élevé .....	77
6.3	L'absence d'incitation à une meilleure performance financière et environnementale.....	77
	<b>ANNEXES.....</b>	<b>79</b>

## SYNTHESE

Le contrôle des comptes et de la gestion du Syndicat mixte des réseaux d'énergie calorifique (SMIREC) s'inscrit dans le cadre d'une enquête nationale relative au chauffage urbain conduite par les chambres régionales des comptes et la Cour des comptes à la suite du rapport sur les politiques de soutien aux énergies renouvelables publié en avril 2018. Il couvre la période courant de sa création le 27 mai 2013 à la fin de l'exercice de 2019. Le contrôle proprement dit s'est déroulé de mars à novembre 2019 et la phase de contradiction sur la base du rapport provisoire de mars 2020 à juin 2020.

Le SMIREC assure la production et la distribution de chaleur et d'eau chaude sanitaire (ECS) sur les communes de La Courneuve, Saint-Denis, Stains, Pierrefitte, L'Île-Saint-Denis et, depuis le 31 juillet 2018, Aubervilliers. Outre les communes adhérentes, il compte aussi parmi ses membres les offices publics de l'habitat Plaine Commune Habitat et Seine-Saint-Denis Habitat. Son réseau est constitué de deux parties distinctes : le réseau de La Courneuve, géré en régie par le SMIREC par le biais d'un marché d'exploitation et alimenté surtout par la géothermie, et le réseau dit « Saint-Denis », commun aux autres villes, alimenté majoritairement par la biomasse et, en second lieu, par le gaz. Le réseau « Saint-Denis » fait l'objet d'une délégation de service public (DSP) à la société Plaine Commune Énergie (PCE), filiale d'Engie, depuis le 1<sup>er</sup> mai 2014, sauf l'extension du réseau d'Aubervilliers qui est en affermage. En 2018, le SMIREC couvrait un territoire de 316 000 habitants et employait sept agents. Son budget est constitué d'un budget principal, afférent au réseau de La Courneuve, et de trois budgets annexes.

### **La réglementation relative à l'environnement globalement respectée**

Dans l'ensemble, le SMIREC remplit ses obligations réglementaires en matière aussi bien de contrôle de ses installations que d'information.

Les chaufferies Nord, Fabien et Fort de l'Est du réseau « Saint-Denis » sont soumises au système d'échange de quotas d'émission (SEQUE) de gaz à effet de serre. Sauf en 2017, les émissions de gaz à effet de serre ont systématiquement dépassé les quotas alloués du fait notamment des performances énergétiques de PCE inférieures à celles prévues au compte d'exploitation prévisionnel : cinq années, de 2016 à 2020, ont été nécessaires pour que le taux d'énergie renouvelable et de récupération (EnR&R) passe de 25 % à 59,5 % au lieu des 60 % prévus dans le compte d'exploitation prévisionnel.

Malgré les dispositions de la convention de DSP, PCE n'a pas racheté à la fin de chaque année les quotas de CO<sub>2</sub>. En juillet 2019, un accord a été trouvé pour augmenter le prix de la chaleur : le tarif a été fixé de manière à prendre en compte l'enchérissement de la tonne de CO<sub>2</sub> tout en laissant à la société PCE la charge du surcoût entraîné par le retard de rachat des quotas.

### **La difficile mise en œuvre de la politique de planification**

La politique de transition énergétique se caractérise par la multiplicité des acteurs intervenant à des échelons territoriaux différents et chargés chacun de son propre document de planification. Cette logique de structures gigognes est problématique dans la mesure où ces documents ne sont pas coordonnés entre eux malgré le travail en ce sens des différents échelons territoriaux.

Sauf en ce qui concerne le schéma directeur, les organismes chargés de l'élaboration des documents de planification énergétique se distinguent des gestionnaires des réseaux de chaleur. Cette distinction rend d'autant plus difficile la mise en œuvre de cette planification que les gestionnaires des réseaux de chaleur ne sont pas seulement soumis aux objectifs de la transition énergétique mais également, en tant que gestionnaires d'un service public industriel et commercial, au principe d'équilibre budgétaire.

**Les réseaux ont gagné en longueur, en nombre d'abonnés et d'équivalents-logements, même si celui de « Saint-Denis » connaît un développement mesuré**

Le réseau de La Courneuve a connu deux périodes. Jusqu'en 2016/2017, du fait de grands travaux d'investissement et de rénovation, deux constats peuvent être faits : l'utilisation du gaz est prépondérante et la production de chaleur accuse une légère baisse. En 2016, le rendement du nouveau doublet géothermique<sup>1</sup> désormais opérationnel ainsi que des travaux d'interconnexion entre les parties nord et sud du réseau permettent d'augmenter substantiellement les ventes de chaleur et d'atteindre un taux d'EnR&R de 54,5 %.

Le réseau « Saint-Denis » a diversifié ses sources d'énergie depuis 2011. Il est aujourd'hui principalement alimenté par la biomasse et présente un taux d'EnR&R de 59,5 %.

Au cours de la période sous revue, ces deux réseaux ont gagné en longueur, nombre d'abonnés et équivalents-logements. La puissance totale souscrite, c'est-à-dire la puissance demandée par l'abonné pour subvenir à ses besoins, augmente moins rapidement en raison des nouvelles réglementations thermiques, des mesures d'isolation prises et, pour le réseau de La Courneuve, du réglage des sous-stations. Ce réseau connaît une progression plus importante que celui de « Saint-Denis » (augmentation de 17 % du nombre d'équivalents-logements contre 8 %). Pour ce dernier, le taux de réalisation du schéma directeur de 2012 est particulièrement faible (12 %). Une demande de classement du réseau est actuellement en cours d'instruction.

**Les tarifs sont en hausse du fait d'investissements importants mais reste inférieurs à la moyenne nationale**

Sur le réseau de La Courneuve, la stabilité du tarif a été érigée en priorité. Jusqu'en 2017, le tarif est resté très bas, puis il a augmenté de 10 % en 2018 du fait d'une hausse du prix du gaz. Il a augmenté encore en 2019 car la régie a décidé pour la première fois de répercuter une partie de la taxe intérieure de consommation sur le gaz naturel (TICGN) sur les tarifs.

Sur le réseau « Saint-Denis », si le changement de délégataire a permis dans un premier temps de diminuer les tarifs de 20 %, ceux-ci ont de nouveau augmenté en raison de l'arrêt de la cogénération, de nombreux travaux d'investissement réalisés en 2016 et d'une hausse tarifaire introduite par l'avenant n° 2.

En 2018, les tarifs étaient de 70,7 € HT pour le réseau de La Courneuve et 73,17 € HT/MWh pour celui de « Saint-Denis », ce qui est légèrement inférieur à la moyenne nationale des réseaux qui utilisent plus de 50 % d'EnR&R. Sur les deux réseaux, la part forfaitaire liée à l'abonnement (R2) se situe en dessous de 45 %, part anormalement faible pour le réseau de La Courneuve qui utilise la géothermie.

**Les contacts avec les usagers et les outils de communication**

Le SMIREC est passé d'actions de communication ponctuelles à l'élaboration de supports de communication pérennes. Pour le réseau « Saint-Denis », la convention de DSP impose un certain nombre d'actions de communication, qui ne sont pas toutes menées même si les principaux outils de communication propres aux réseaux de chauffage urbain ont été mis en place (guide de l'usager, livret de l'abonné, etc.).

Les comités des usagers et la commission consultative des services publics locaux n'ont fonctionné que tardivement (2016 et 2017) en raison de l'effectif insuffisant du SMIREC jusqu'en 2015. La technicité du sujet rend difficile la mobilisation des usagers finaux.

### **La régie : des investissements importants et majoritairement portés par l'emprunt**

La fiabilité des comptes présente quelques irrégularités. Un écart important existe entre les inventaires du comptable et de l'ordonnateur. Le budget de la régie de « La Courneuve » se confond avec le budget principal du SMIREC alors que celui-ci devrait être consacré exclusivement aux activités de pilotage du SMIREC.

Les charges courantes du SMIREC sont surtout constituées des dépenses de gaz, d'un montant très variable d'une année à l'autre en raison de la volatilité du prix du gaz et de la progression importante de la TICGN. Les charges de personnel sont maîtrisées mais traduisent un sous-effectif.

Les ventes de chauffage sont soumises à des facteurs minorants : nombre de degrés jours unifiés (DJU) globalement en baisse depuis 1950, nouvelle réglementation thermique, mesures d'isolation. Les nouveaux raccordements ont permis toutefois une hausse du nombre de MWh de chauffage vendus de 22 % sur la période 2014-2018. Les recettes ont augmenté de 23 % en raison de la progression des ventes et de l'actualisation du tarif.

À partir de 2017, l'excédent brut d'exploitation a significativement augmenté et atteint successivement 19 %, puis 26 % du produit total. La capacité d'autofinancement brute s'est redressée également pour représenter jusqu'à 28 % des recettes réelles d'exploitation en 2017 et 24 % en 2018. Son développement est toutefois contraint par la politique de stabilité tarifaire suivie par le SMIREC, le tarif ne répercutant pas sur les usagers l'intégralité du coût de la TICGN ou des investissements.

Le résultat d'exploitation reste mineur dans le financement des investissements, majoritairement porté par l'emprunt : l'encours de la dette s'établissait à plus de 14 M€ fin 2018. Le niveau de réserves très élevé entraîne des frais financiers et de remboursement en capital de la dette qui dégradent la capacité d'autofinancement nette.

Alors que l'installation géothermique sud devra certainement cesser son activité en 2022/2025, le SMIREC a élaboré en 2018 et 2019 deux plans pluriannuels d'investissement différents. Celui de 2018 prévoit des investissements de 38 M€, dont la construction d'un nouveau doublet géothermique, moyennant un recours à l'emprunt à hauteur de 20 M€. Il repose toutefois sur des hypothèses fragiles, notamment une hausse de 20 % des volumes vendus. Si ce scénario ne se réalise pas, le SMIREC devra certainement renoncer à sa politique de stabilité tarifaire. Le plan pluriannuel d'investissement de 2019, quant à lui, prévoit l'alimentation du réseau par le seul doublet géothermique nord, avec une interconnexion qui fonctionnera toute l'année, l'installation de pompes à chaleur et le doublement de la production des chaufferies au gaz. Les investissements ne s'élèveront qu'à 20 M€ mais le verdissement du réseau sera limité.

---

<sup>1</sup> Un doublet géothermique permet d'exploiter directement la chaleur provenant d'aquifères à la température comprise entre 50°C et 120°C. On parle de doublet car cet appareil est constitué de deux tuyaux. Un premier tuyau va de l'aquifère à la surface et sert à extraire l'eau de l'aquifère. À la surface du sol, cette eau passe dans un échangeur thermique dans lequel elle réchauffe le fluide caloporteur utilisé pour le chauffage. Une fois refroidie, l'eau est réinjectée dans l'aquifère par le biais d'un second tuyau, à une certaine distance du point d'extraction (de l'ordre du kilomètre) pour ne pas y perturber la température.

**La délégation de service public (DSP) : un contrat déséquilibré en faveur de la société PCE et de sa société mère, Engie**

Engie a passé avec sa filiale PCE une convention d'exploitation déléguée par laquelle elle assume les missions de la DSP et lui facture des frais de siège et d'assistance extérieure. Ces frais sont ensuite intégrés dans le compte d'exploitation prévisionnel pour le calcul du tarif. PCE est donc une entité juridique destinée à retracer les comptes de la DSP mais ne dispose pas de moyen matériel propre.

Le SMIREC ne contrôle pas suffisamment l'exécution de la convention de DSP : la société PCE a passé plusieurs contrats désavantageux avec Engie, les frais de siège, de personnel et d'assistance extérieure, en augmentation, ne sont pas justifiés.

Au total, la délégation se caractérise par une absence d'incitation financière et environnementale en raison des avantages financiers obtenus par la société Engie, à laquelle s'apparente PCE, et des frais financiers surestimés de 20 M€ inscrits dans le compte d'exploitation prévisionnel pour l'établissement des tarifs. Or, l'équilibre financier défini au compte d'exploitation prévisionnel constitue la seule incitation pour le délégataire à améliorer ses performances puisque le contrat de DSP n'impose qu'un taux d'EnR&R de 50 %, atteint dès 2017 et que le programme prévisionnel de raccordement ne prévoit rien au-delà de l'horizon 2020. De 2015 à 2018, le nombre de MWh facturés et la puissance totale réellement souscrite ont été inférieurs respectivement de 12 % et 5 % aux prévisions du compte d'exploitation prévisionnel.

## RAPPELS 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 : Créer un budget annexe relatif à la régie de La Courneuve..... 54

Rappel au droit n° 2 : Mettre en conformité la durée annuelle de travail avec les textes en vigueur. .... 58

---

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

---

Recommandation n° 1 : Mettre à jour les données de l'inventaire des biens. .... 53

Recommandation n° 2 : Mettre en demeure la société PCE de fournir le détail de ses frais de siège et de personnel. .... 76

Recommandation n° 3 : Demander au délégataire les documents contractuellement prévus à la DSP lui permettant d'assurer le contrôle et le suivi qui lui incombent. .... 78

---

*« 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 CONTEXTE JURIDIQUE DU CONTRÔLE ET PRÉSENTATION DU SMIREC**

#### **1.1 Rappel de la procédure**

L'enquête relative au chauffage urbain, pilotée par la Cour des comptes, est inscrite par l'arrêté n° 19-022 à la programmation 2019-2021 des travaux communs à la Cour des comptes et aux chambres régionales des comptes.

Le contrôle des comptes et de la gestion du Syndicat mixte des réseaux d'énergie calorifique (SMIREC) a été inscrit au programme de la chambre régionale des comptes Île-de-France pour l'année 2019. Il couvre la période courant de sa création le 27 mai 2013 à 2019.

Ce contrôle s'inscrit dans le cadre de l'enquête commune initiée par la formation inter-juridictions (FIJ) sur le chauffage urbain, créée par arrêté du Premier président n° 18-836 du 27 novembre 2018.

Par lettre du 5 mars 2019, le président de la chambre a informé M. Didier Paillard, président du SMIREC depuis sa création, de l'ouverture de ce contrôle.

L'entretien d'ouverture de contrôle s'est déroulé le 2 avril avec M. Paillard et Mme Menguy, directrice. Un second entretien s'est tenu le 3 septembre 2019.

L'entretien de fin de contrôle s'est tenu le 28 novembre 2019 en présence de M. Paillard et de Mme Menguy.

Le délibéré sur le rapport d'observations provisoires s'est tenu le 9 janvier 2020.

À l'issue du délibéré, le ROP a été adressé, le 6 mars 2020, à l'ordonnateur du SMIREC, M. Didier Paillard, et le même jour, des extraits ont été adressés à M. Patrick Braouezec, président de l'établissement public territorial Plaine Commune, à M. Hourcade, président de la société Plaine commune énergie (PCE) et à M. Wilfried Petrie de Carrowcarden, président de la société Engie Réseaux.

Messieurs Paillard et Braouezec ont répondu respectivement le 24 et le 21 avril 2020.

Par courriels des 28 et 29 avril 2020, les sociétés PCE et Engie Réseaux ont sollicité un report du délai de réponse au 10 juin 2020, du fait de la crise sanitaire. Ce report a été accepté par M. Christian Martin, président de la Chambre régionale des comptes d'Île-de-France, par courriels du 4 mai 2020.

Messieurs Hourcade et Pétrie de Carrowcarden ont répondu respectivement les 9 et 10 juin 2020.

Ont participé au délibéré, qui s'est tenu le 2 septembre 2020 sous la présidence de Mme Mouysset, vice-présidente de la chambre, M. Royer, président de section, Mme Pelletier, première conseillère.

Ont été entendus :

- en son rapport, M. Royer Christophe, président de section ;
- en ses conclusions, sans avoir pris part au délibéré, le procureur financier.

M. Husson, auxiliaire de greffe, assurait la préparation de la séance de délibéré et tenait les registres et dossiers.

La réponse du syndicat au rapport d'observations définitives, qui lui a été adressé le 07 octobre 2020, a été reçue par la chambre le 06 novembre 2020.

## 1.2 Présentation du SMIREC

### 1.2.1 Création

Le SMIREC exerce le service public de production et de distribution de chaleur et de froid pour les villes de La Courneuve, Saint-Denis, Stains, Pierrefitte-sur-Seine, L'Île-Saint-Denis, Aubervilliers.

Le réseau sur lequel intervient actuellement le SMIREC est constitué de deux parties distinctes : le réseau de La Courneuve et le réseau dit « Saint-Denis », commun aux autres communes. À l'origine, le réseau de chaleur de La Courneuve était géré par l'OPAC<sup>2</sup> de Paris qui l'avait transféré à l'OPHLM<sup>3</sup> de La Courneuve. En 1981, le syndicat mixte de la géothermie de La Courneuve (SMGC), composé de la ville de La Courneuve et de l'OPHLM de La Courneuve a repris la gestion de ce réseau en régie. En 2005, cet OPHLM a transféré son patrimoine aux OPH<sup>4</sup> Plaine Commune Habitat et Seine-Saint-Denis Habitat, qui ont pris sa place au sein du SMGC.

Quant au réseau de chaleur de la ville de Saint-Denis, créé en 1957, il était exploité par une délégation de service public dont la société de distribution de chaleur de Saint-Denis (SDCSD) était titulaire.

Le SMIREC est né de la réunion de ces deux réseaux (cf. arrêté n° 2013-1417 du 27 mai 2013), ainsi que de l'adhésion le même jour des villes de Stains, Pierrefitte et L'Île-Saint-Denis. Le 31 juillet 2018, la commune d'Aubervilliers a également rejoint le syndicat. Outre les communes adhérentes, le syndicat comprend également comme membres les OPH Plaine Commune Habitat et Seine-Saint-Denis Habitat.

Fin 2018, après prise en compte de la commune d'Aubervilliers, la zone d'intervention du SMIREC concerne 315 882 habitants.

### 1.2.2 Cadre juridique et gouvernance

Le SMIREC est un syndicat intercommunal à vocation unique (SIVU) ouvert comprenant, outre des collectivités, des personnes morales de droit public. Les statuts ont été adoptés le 27 mai 2013, puis modifiés le 31 juillet 2018 suite à l'adhésion de la commune d'Aubervilliers.

Aux termes de l'article 2 de ses statuts de 2018<sup>5</sup>, il est chargé d'exercer, en lieu et place des organismes adhérents la compétence d'autorité organisatrice des réseaux de chaleur et de

---

<sup>2</sup> OPAC : Organismes paritaires collecteurs agréés.

<sup>3</sup> OPHLM : Office public d'habitations à loyer modéré.

<sup>4</sup> OPH : Office public de l'habitat.

<sup>5</sup> Les statuts n'ont pas été modifiés concernant l'objet et les activités du syndicat.

froid (production / importation et distribution de chaleur et de froid). Cette disposition prévoit que le syndicat accomplit à ce titre les activités suivantes :

**Tableau n° 1 : Activités exercées par le syndicat au titre de son objet selon l'article 2 de ses statuts**

Missions principales	Veiller en permanence à la satisfaction des besoins en chaleur et en froid du territoire dans les meilleures conditions environnementales et au meilleur coût tant en quantité qu'en qualité
	Définir la nature, le nombre des installations et équipements nécessaires à la production, au transport, au stockage et à la distribution de chaleur
	Choisir les modalités de gestion du service les mieux appropriées et veiller à leur bonne application
	Assurer autant que de besoin l'étude, la réalisation et l'exploitation d'installations de géothermie et de cogénération ainsi que de toutes ressources d'énergies nouvelles et renouvelables valorisables dans un réseau de chaleur
	Soutenir les intérêts du service devant toute juridiction et toutes instances se rapportant à l'exécution du service
	Favoriser l'information et la participation des usagers
	Contribuer au débat et à la réflexion sur les questions de l'énergie, notamment au niveau communautaire
Missions connexes	Conseiller et assister les maîtres d'ouvrage pour les opérations menées dans le domaine des réseaux d'énergie calorifique
	Réaliser ou intervenir pour faire réaliser des actions tendant à maîtriser la demande d'énergie de réseaux de chaleur, selon les dispositions prévues à l'article L. 2224-34 du code général des collectivités territoriales
Mission accessoire	Exploitation, maintenance et entretien d'installations de chauffage et eau chaude sanitaire existantes ou à venir raccordées aux réseaux de chaleur

Source : SMIREC, statuts de 2018

Le siège social se situe au 75, rue Rateau, 93120 La Courneuve.

Selon ses statuts, le SMIREC est administré par un comité syndical constitué de représentants d'élus des organismes adhérents, collectivités et OPH. Chaque collectivité ou OPH dispose d'un représentant titulaire et d'un suppléant auxquels s'ajoutent un titulaire et un suppléant par tranche de 3 000 logements ou « équivalents-logement » raccordés aux réseaux de chaleur urbain dans la collectivité ou l'OPH avec un maximum de trois conseillers supplémentaires pour les collectivités. Le nombre de représentants est actualisé au début de chaque année. Le changement des statuts en 2018 a permis de réviser la composition du comité syndical en l'adaptant au nombre de raccordements au 1<sup>er</sup> février 2018<sup>6</sup>.

**Tableau n° 2 : Composition du comité syndical**

Saint-Denis	4 représentants titulaires et 4 représentants suppléants
La Courneuve	3 représentants titulaires et 3 représentants suppléants
Stains	2 représentants titulaires et 2 représentants suppléants
Pierrefitte	1 représentant titulaire et 1 représentant suppléant
L'Île-Saint-Denis	1 représentant titulaire et 1 représentant suppléant
Aubervilliers	1 représentant titulaire et 1 représentant suppléant
Plaine Commune Habitat	4 représentants titulaires et 4 représentants suppléants
Seine-Saint-Denis-Habitat	2 représentants titulaires et 2 représentants suppléants

Source : SMIREC, statuts de 2018

Le comité syndical comprend actuellement 18 membres titulaires et autant de suppléants. Le président du comité syndical est assisté par deux vice-présidents.

Le comité syndical se réunit en session au moins une fois par semestre. Ce rythme est respecté.

<sup>6</sup> Cf. comité syndical du 6 février 2018.

Conformément aux dispositions de l'article R. 2221-10 du code général des collectivités territoriales, les fonctions de membre du conseil d'administration sont assumées gratuitement, sauf remboursement des frais de déplacement.

En dehors des réunions du comité syndical, l'administration générale du syndicat est assurée par un bureau composé d'un délégué par organisme adhérent dont le président, soit huit membres. Le bureau doit coordonner et contrôler toutes les activités du syndicat. Il se fait assister par un personnel rémunéré, constitué par le personnel du SMIREC (cf. *infra*).

### 1.2.3 Le réseau

Un réseau de chaleur est un système de distribution de chaleur produite de façon centralisée, permettant de desservir plusieurs usagers. Il comprend :

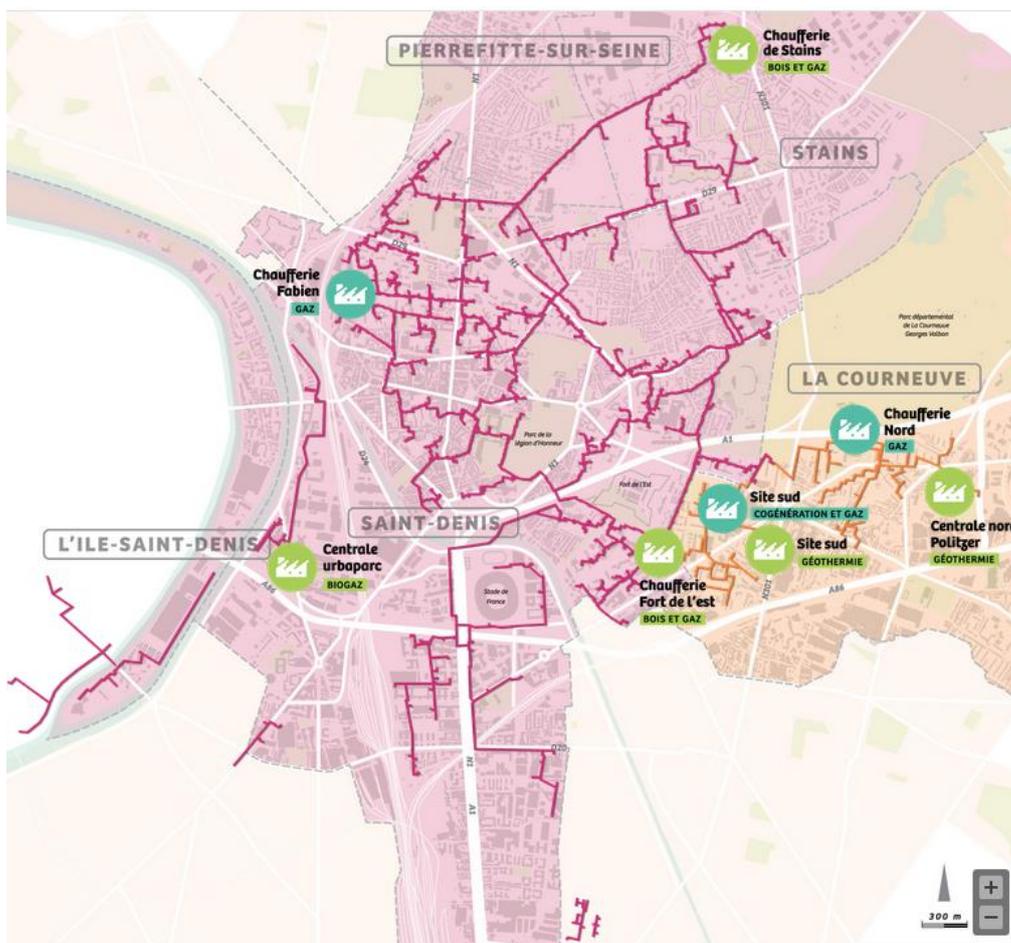
- une ou plusieurs unités de production de chaleur ;
- un réseau de distribution primaire, propriété du SMIREC, dans lequel la chaleur est transportée par un fluide caloporteur ;
- des sous-stations d'échange, présentes dans chacun des bâtiments raccordés, qui abritent le poste de livraison où l'eau chaude transfère sa chaleur aux installations du bâtiment *via* un échangeur thermique. En l'occurrence, le SMIREC est propriétaire de ces sous-stations d'échange ;
- à partir de chaque sous-station, les bâtiments sont desservis par un réseau de distribution secondaire qui est la propriété des abonnés.

Selon le site internet du SMIREC, son réseau est, en terme de MWh vendus, le deuxième d'Île-de-France. En 2018, ce réseau, d'une longueur de 91 kilomètres et comprenant 600 sous-stations, a livré 424 088 MWh aux abonnés correspondant à 53 824 équivalents-logements.

Le réseau est composé de deux parties distinctes :

- le réseau de La Courneuve géré en régie par le SMIREC par le biais d'un marché d'exploitation ;
- le réseau dit de « Saint-Denis » commun aux villes de Saint-Denis, Stains, Pierrefitte, L'Île-Saint-Denis et, depuis le 31 juillet 2018, d'Aubervilliers qui fait l'objet d'une DSP à la société Plaine Commune Énergie (PCE, filiale d'Engie), à l'exception du réseau de la Zone d'aménagement concertée (ZAC) Canal située sur la commune d'Aubervilliers qui est géré de manière autonome par le biais d'un budget annexe.

### Carte n° 1 : Réseau du SMIREC (hors extension d'Aubervilliers)



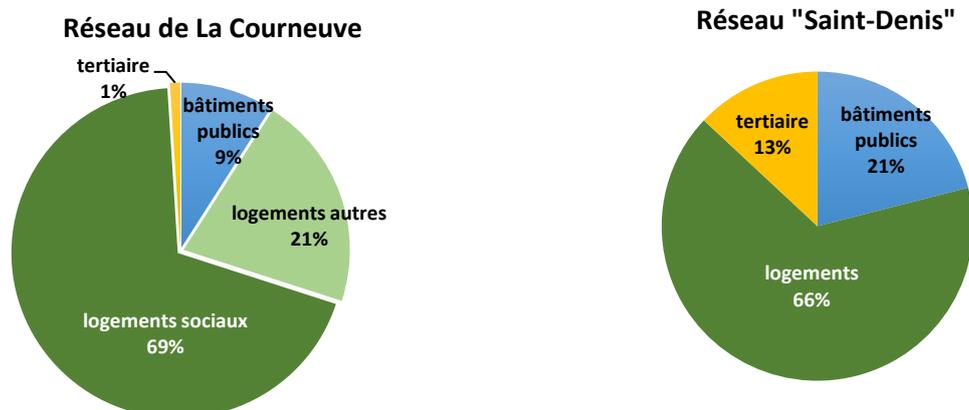
Source : site internet du SMIREC

Initialement alimenté au charbon, le réseau « Saint-Denis » a diversifié ses sources d'énergie : le fioul, le gaz, la cogénération (production simultanée d'électricité et de chaleur) jusqu'en avril 2015 puis le bois avec l'implantation d'une première chaufferie biomasse à Stains en 2012, suivie d'une seconde en 2016 (chaufferie biomasse du Fort de l'Est située sur la commune de Saint-Denis).

Sur le réseau de La Courneuve, la géothermie est prédominante et résulte d'un choix historique ; la commune éponyme ayant été une pionnière de cette technologie.

Le SMIREC alimente principalement des logements : 90 % et 66 % de la puissance souscrite sur les réseaux respectifs de La Courneuve et « Saint-Denis ». Les bâtiments publics représentent respectivement 9 % et 21 % de la puissance souscrite sur ces mêmes réseaux. La part du tertiaire est moins importante sur le réseau « Saint-Denis » et faible sur le réseau de La Courneuve (respectivement 13 % et 1 % de la puissance souscrite).

**Graphique n° 1 : Répartition des puissances souscrites  
par types de bâtiments en 2018**



Source : SMIREC- rapport d'activité

#### 1.2.4 Effectifs et activité

L'effectif du SMIREC est réduit : de 2014 à 2016, le personnel était pour chaque année de cinq, sept et neuf agents. Depuis, cet effectif est en diminution : huit agents en 2017 et sept agents depuis 2018, suite au non remplacement d'un agent parti en août 2018.

Tous les agents du SMIREC sont des agents de droit public. Si en principe les agents affectés à un service public industriel et commercial relèvent d'un statut de droit privé, hormis le directeur, les fonctionnaires territoriaux peuvent conserver le bénéfice de leur statut quand ils sont affectés à un tel service<sup>7</sup>.

Le budget de 2017 du SMIREC est composé d'un budget principal, correspondant au budget de la régie de La Courneuve, et de trois budgets annexes.

Concernant la régie, les dépenses réelles d'exploitation et d'investissement pour l'exercice 2018 s'élèvent respectivement à 5,4 et 5,5 M€. Sur la période sous revue, les dépenses réelles atteignent leur niveau maximum en 2016 (5,9 M€ de dépenses réelles d'exploitation et 9,3 M€ de dépenses réelles d'investissement), année où de nombreux travaux ont été entrepris.

Le budget annexe « Saint-Denis » est consacré au réseau de la DSP (*cf. infra*).

Le budget annexe dénommé « Pôle administratif » concerne l'exploitation d'un doublet géothermique à l'aquifère de Lutécien et d'équipements complémentaires pour la fourniture en chaleur de la médiathèque communautaire et du pôle administratif de la commune de La Courneuve. Les résultats annuels sont déficitaires de quelques dizaines de milliers d'euros sur l'ensemble de la période sous revue, sauf en 2016. Il a été clôturé en 2019.

Le budget annexe dénommé « Abonnés » correspond aux prestations de service réalisées par le syndicat sur le réseau secondaire de La Courneuve, soit le réseau privé des abonnés, dans le cadre de contrats de service.

Par délibération du 11 octobre 2018, le comité syndical a créé un quatrième budget annexe correspondant au réseau de chaleur de la ZAC Canal située sur le territoire de la commune d'Aubervilliers.

<sup>7</sup> Avis CE, 3 juin 1986, 340127.

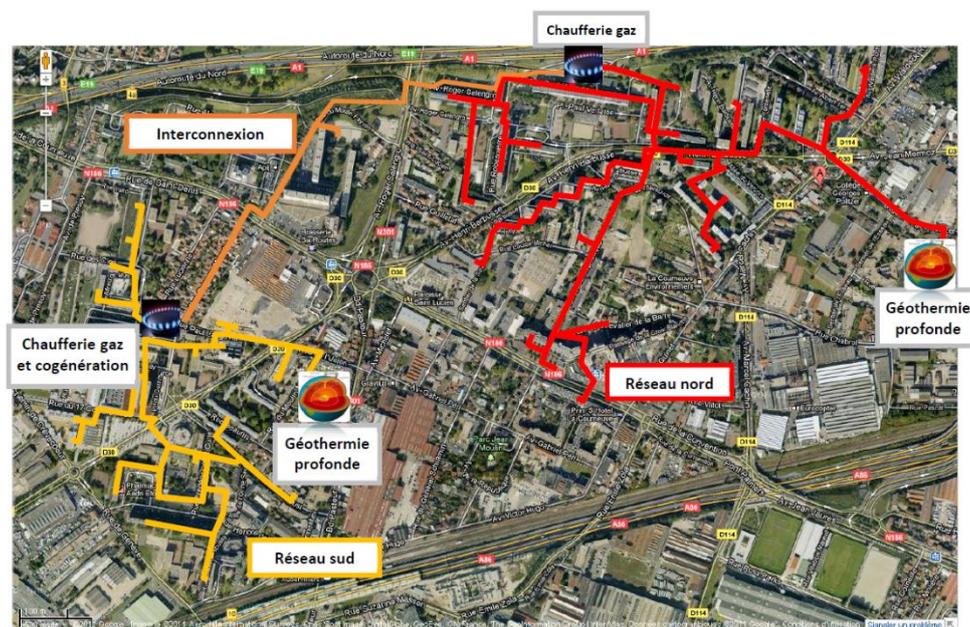
## 2 LE CHAUFFAGE URBAIN ET L'ENVIRONNEMENT

### 2.1 La réglementation relative aux installations classées pour la protection de l'environnement

Toute exploitation industrielle ou agricole susceptible de créer des risques ou de provoquer des pollutions ou nuisances est une installation classée. Les activités relevant de la législation des installations classées sont énumérées dans une nomenclature qui les soumet à un régime d'autorisation, d'enregistrement ou de déclaration en fonction de l'importance des risques ou des inconvénients engendrés. Plusieurs des installations du SMIREC relèvent de la réglementation des installations classées.

#### 2.1.1 Le réseau de La Courneuve

Carte n° 2 : Le réseau de La Courneuve



Source : SMIREC - rapport technique de 2018

##### 2.1.1.1 Le régime des installations

Sur le réseau de La Courneuve et jusqu'en 2018, seules les chaufferies gaz nord et sud relevaient jusqu'ici de la procédure de déclaration<sup>8</sup> applicable aux activités les moins polluantes et/ou les moins dangereuses. Le 30 octobre 2018, une troisième chaufferie gaz sur la centrale géothermale Nord a fait l'objet d'une déclaration.

##### 2.1.1.2 Les contrôles réglementaires

De 2013 à 2015, le SMIREC n'a pratiquement pas effectué de contrôles réglementaires, alors que beaucoup d'entre eux devaient être réalisés annuellement.

<sup>8</sup> Les documents en vigueur sont le récépissé de déclaration n° 99-005 du 18 février 1999 pour la chaufferie gaz située place Alfred Musset et le récépissé de déclaration n° 2001-041 du 16 septembre 2001 pour la chaufferie gaz située place Paul Verlaine.

Depuis 2015, la plupart des contrôles sont effectués selon la fréquence réglementaire, avec toutefois quelques manquements. Les anomalies relevées sont peu nombreuses, mais leur mise en conformité s'effectue avec beaucoup de retard (Par exemple, il n'y a toujours pas d'indicateurs de température des fumées en sortie générateur alors que cette lacune avait déjà été relevée en 2015. De même les rapports techniques font mention d'anomalies relevées en 2011 pour le contrôle électrique des sous-stations. En 2018, ces anomalies perdurent toujours et n'ont pas été corrigées).

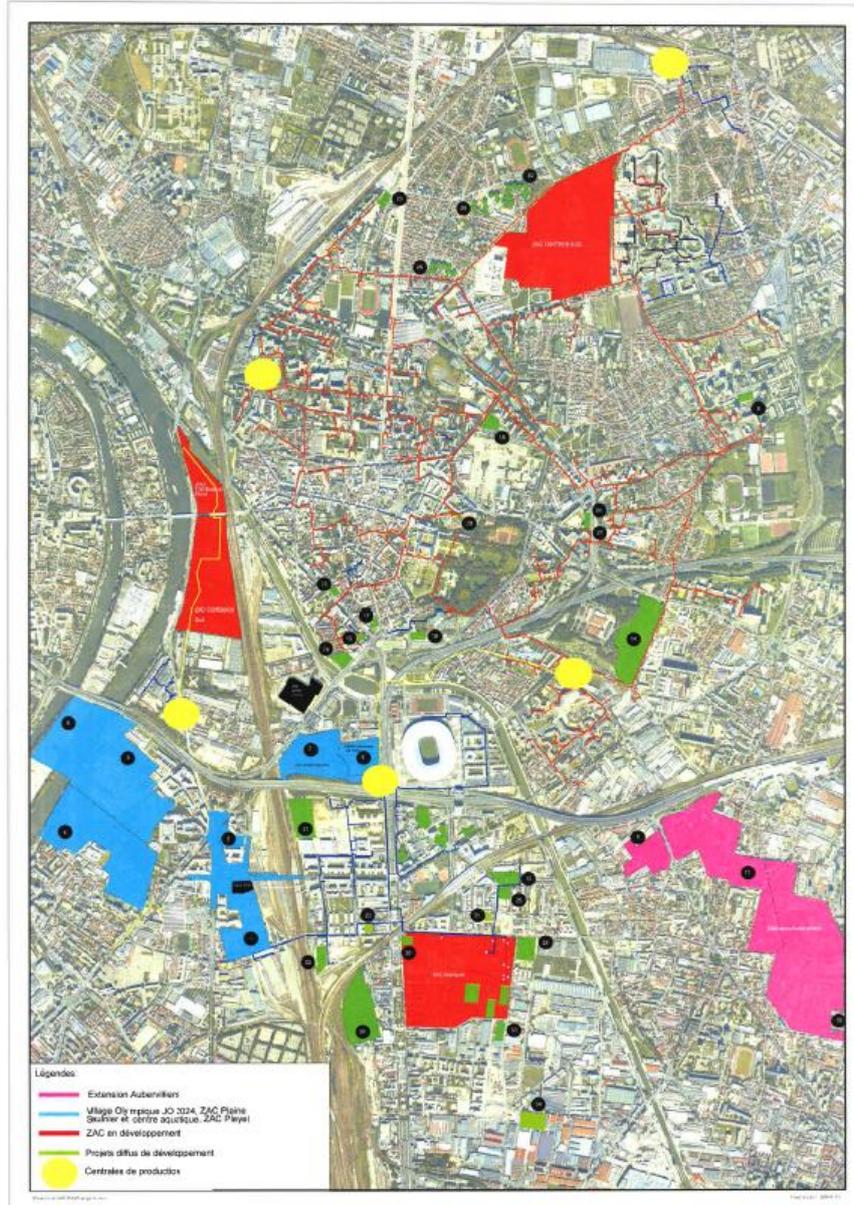
Le bilan des contrôles réglementaires effectués pendant la période sous revue est présenté en annexe n° 1.

### **2.1.1.3 Les inspections**

Selon l'organisme contrôlé, les installations de La Courneuve n'auraient fait l'objet d'aucune inspection pendant la période sous revue, ni d'aucun échange avec les inspecteurs de la direction régionale de l'environnement, de l'aménagement et du logement (DREAL) ou de la direction régionale et interdépartementale de l'environnement et de l'Énergie d'Île-de-France.

## 2.1.2 Le réseau « Saint-Denis »

Carte n° 3 : Le réseau de la DSP



Source : PCE

### 2.1.2.1 Le régime des installations

La chaufferie Nord, également dénommée « chaufferie de Stains », et celle du Fort de l'Est relèvent de la procédure d'autorisation applicable aux installations qui présentent de graves risques ou nuisances pour l'environnement tandis que la chaufferie Fabien est passée depuis peu du régime de l'autorisation à celui de l'enregistrement. La chaufferie Urbaparc relève du régime de la déclaration. La « chaufferie de Stains » est composée de trois bâtiments contigus (chaufferie gaz, chaufferie bois, stockage bois) avec, comme installations, deux chaudières gaz et deux chaudières bois. Celle de Fort de l'Est comprend deux chaufferies, biomasse et gaz, avec les chaudières biomasse et gaz afférentes. Les installations de Stains et de Fort de l'Est relèvent de trois rubriques différentes de la nomenclature des installations classées.

Suite à la parution du décret n° 2018-704 du 3 août 2018 modifiant la nomenclature des installations classées pour la protection de l'environnement (ICPE) et à l'inspection de 2019, la chaufferie Fort de l'Est ne relève plus que de deux rubriques.

### **2.1.2.2 Les contrôles réglementaires**

La fréquence des contrôles réglementaires n'est pas toujours respectée (par exemple pour la mesure acoustique, le contrôle des rejets atmosphériques des nouvelles installations doit s'effectuer six mois après leur mise en service, le contrôle des extincteurs, des appareils de détection incendie, etc.). Les non-conformités sont relativement peu nombreuses, la plus importante étant l'absence de centrale de détection d'incendie sur le site Fabien, relevée depuis de nombreuses années.

Dans l'ensemble, les obligations réglementaires sont respectées.

Le bilan des contrôles réglementaires effectués pendant la période sous revue est présenté en annexe n° 2.

### **2.1.2.3 Les inspections**

Les installations du réseau « Saint-Denis » ont fait l'objet d'inspections régulières.

### **2.1.2.4 L'obligation de garantie financière**

En application des articles R. 516-1 et suivants du code de l'environnement, les installations soumises à autorisation sont tenues de constituer une garantie financière, dont le montant correspond au coût de surveillance et au coût d'intervention en cas d'accident. Le SMIREC a communiqué l'attestation d'assurance pour l'année 2019 souscrite par la société PCE. La couverture est de 10 M€.

## **2.2 Les obligations d'information incombant aux gestionnaires de réseau**

### **2.2.1 La mise à disposition des données de production et de consommation**

L'article L. 113-1 du code de l'énergie oblige les gestionnaires de réseaux de chaleur à mettre à la disposition des personnes publiques les données de production et de consommation de chaleur issues de leur système de comptage d'énergie lorsque ces données sont utiles à l'accomplissement des compétences exercées par ces personnes publiques. Le SMIREC transmet ainsi des données nécessaires au suivi du Plan climat énergie territorial (PCET) et à l'élaboration de l'enquête nationale du syndicat national de chauffage urbain et de la climatisation urbaine (SNCU).

### **2.2.2 L'obligation de relevé géographique du réseau**

Afin de sécuriser des travaux de tiers, les gestionnaires de réseaux de chaleur sont tenus, en application des articles R. 554-1 et suivants du code de l'environnement, de disposer d'un système d'information géographique de leur réseau permettant de transmettre les zones d'implantation de leurs ouvrages à l'Institut national de l'environnement industriel et des risques. Ces renseignements sont versés dans une base nationale de données accessible par voie électronique et par guichet unique.

Le SMIREC a indiqué que, pour le réseau de La Courneuve, tous les nouveaux réseaux réalisés depuis 2012 sont géo-référencés. Un plan global interactif synthétise les données régulièrement actualisées.

Pour le réseau « Saint-Denis », le géo-référencement est actuellement en cours de réalisation. Pour l'instant, seulement 50 % du réseau aurait été géo-défecté en vue d'une intégration dans le système d'information.

### 2.3 Les émissions de gaz à effet de serre et les allocations de quotas

Le protocole de Kyoto du 11 décembre 1997 a, pour la première fois, établi des objectifs contraignants pour les États en matière de réduction des émissions de gaz à effet de serre. Dans ce cadre, la directive européenne 2003/87/CE a instauré en 2005 un système d'échanges de quotas d'émission de gaz à effet de serre (SEQE) qui repose sur un principe de plafonnement et d'échange des droits d'émission.

Chaque pays se voit imposer un plafond d'émission de gaz à effet de serre (GES). Dans les limites de ce plafond, l'État distribue (gratuitement ou par enchères) aux installations couvertes par ce système et définies selon un seuil d'émission, des quotas d'émission de GES. À la fin de l'année, ces installations doivent restituer à l'autorité publique un nombre suffisant de quotas pour couvrir leurs émissions réelles. Les installations peuvent vendre ou acheter des quotas à d'autres installations en fonction de leurs besoins.

Selon plusieurs phases pluriannuelles, le plafond doit diminuer progressivement afin de faire baisser le niveau total des émissions produites par l'ensemble des installations couvertes par le système. De même, la part de quotas alloués gratuitement doit progressivement diminuer pour atteindre 30 % en 2020 et devenir nulle en 2030.

**Tableau n° 3 : Dégressivité de la part gratuite de l'allocations des quotas (en %)**

2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
80	72,86	65,71	58,57	51,43	44,29	37,14	30

Source : AMORCE/ADEME-RCE18-note sur les quotas CO2-Juillet 2013

La troisième phase est actuellement en cours<sup>9</sup> ; elle couvre la période 2013-2020. Depuis cette troisième phase, un plafond d'émission unique pour l'Union européenne remplace les anciens plafonds nationaux et la mesure des émissions est étendue aux hydrocarbures perfluorés en plus du dioxyde de carbone (CO<sub>2</sub>) et du protoxyde d'azote (N<sub>2</sub>O).

Pour le SMIREC, en application de l'arrêté du 24 janvier 2014 listant les exploitants auxquels sont affectés des quotas, trois installations gérées par la société PCE sont concernées. Aucune installation gérée par la régie n'est soumise à cette obligation.

Chacune des trois installations fait l'objet d'un plan de surveillance 2013-2030, soumis à la Direction régionale et interdépartementale de l'environnement et de l'énergie (DRIEE).

Le contrôle des émissions de quantités de CO<sub>2</sub> est opéré chaque année au mois de février par un cabinet d'audit. Les résultats de ces contrôles sont annexés au rapport annuel du délégataire. Aucune anomalie notable dans la déclaration d'émissions de CO<sub>2</sub> n'a été détectée durant la période sous revue.

<sup>9</sup> 1<sup>ère</sup> phase (2005-2007), 2<sup>ème</sup> phase (2008-2012), 3<sup>ème</sup> phase (2013-2020).

La gestion des quotas est assurée par Engie Réseaux pour le compte de ses filiales en application d'une convention conclue le 26 septembre 2013 entre le pôle Cofely Réseaux, agissant en tant qu'exploitant du réseau de chaleur, et GDF Suez (ancien nom commercial d'Engie Réseaux) pour la durée de la phase 3 du SEQE. Cette gestion donne lieu au paiement de frais s'élevant à 9 000 € par an<sup>10</sup>, soit environ 12 % des recettes issues du R1 CO<sub>2</sub> (cf. *infra*). Le montant des frais de gestion définis dans la convention de gestion, a été repris à l'article 31-F de la convention de DSP signée ultérieurement avec la société PCE. Il est fonction du niveau des émissions<sup>11</sup>.

**Tableau n° 4 : Les émissions de GES pour les installations du réseau « Saint-Denis »**

		2013	2014	2015	2016	2017	2018
<b>Ensemble</b>	<b>Quotas attribués</b>	<b>66 340</b>	<b>58 842</b>	<b>51 851</b>	<b>45 380</b>	<b>39 108</b>	<b>28 554</b>
	Émission (t CO <sub>2</sub> )	91 298	61 340	74 480	59 480	38 758	37 815
	Différence	- 24 958	- 2 498	- 22 629	- 14 100	350	- 9 261
	<b>Différence en %</b>	<b>38</b>	<b>4</b>	<b>44</b>	<b>31</b>	<b>- 1</b>	<b>32</b>
<b>Nord</b>	Quotas attribués	7 919	6 560	5 537	4 845	4 173	3 524
	Émission (t CO <sub>2</sub> )	7 431	1 508	3 788	6 972	12 799	15 513
	Différence	488	5 052	1 749	- 2 127	- 8 626	- 11 989
	<b>Différence en %</b>	<b>- 6</b>	<b>- 77</b>	<b>- 32</b>	<b>44</b>	<b>207</b>	<b>340</b>
<b>Fabien</b>	Quotas attribués	11 861	10 615	9 402	8 226	7 086	1 496
	Émission (t CO <sub>2</sub> )	12 616	11 421	11 020	14 199	2 051	1 523
	Différence	- 755	- 806	- 1 618	- 5 973	5 035	- 27
	<b>Différence en %</b>	<b>6</b>	<b>8</b>	<b>17</b>	<b>73</b>	<b>- 71</b>	<b>2</b>
<b>Fort de l'Est</b>	Quotas attribués	46 560	41 667	36 912	32 309	27 849	23 534
	Émission (t CO <sub>2</sub> )	71 251	48 411	59 672	38 309	23 908	20 779
	Différence	- 24 691	- 6 744	- 22 760	- 6 000	3 941	2 755
	<b>Différence en %</b>	<b>53</b>	<b>16</b>	<b>62</b>	<b>19</b>	<b>- 14</b>	<b>- 12</b>

Source : SMIREC

Le volume des quotas alloués gratuitement a diminué d'environ 57 % entre 2013 et 2018. Sur l'ensemble de la période, les émissions ont dépassé les limites autorisées, à l'exception de l'année 2017 qui présente un bilan positif de 350 tonnes, imputable au passage à la biomasse majoritaire. L'année 2018 enregistre toutefois un retour à un bilan négatif du fait de la diminution régulière des quotas alloués plus forte que celle des émissions.

L'article 21-4 de la convention de DSP fait obligation au délégataire de respecter le plan national d'allocation de quotas. Les dépenses et/ou recettes engendrées par ce système d'échanges de quotas sont intégrées au tarif par le biais du terme tarifaire R1CO<sub>2</sub> prévu à l'article 31-1. Le R1CO<sub>2</sub> est le terme employé dans la formule de calcul du tarif représentant les coûts de gestion et de rachat des quotas de CO<sub>2</sub>.

Il a été initialement fixé à 0,215 € HT/MW sur la base d'un cours de 4,21 € /tonne de CO<sub>2</sub> (valeur juillet 2013).

Un compte CO<sub>2</sub> spécifique est créé pour suivre les opérations relatives au quotas. Ce compte comprend les frais éventuels de rachat de quotas ainsi que les frais de gestion. Le solde de ce compte doit être toujours positif en euros et en quotas. Le R1 CO<sub>2</sub> est actualisé en fonction du prix du marché des quotas ou pour sauvegarder le caractère positif du compte R1 CO<sub>2</sub>.

<sup>10</sup> À l'exception de l'année 2014 où le coût a été de 12 000 €.

<sup>11</sup> - 3 000 € HT/an pour les installations dont les émissions sont inférieures à 50 kt/an,  
- 6 000 € HT/an pour les installations dont les émissions sont supérieures à 50 kt/an,  
- 0,5 % des transactions nettes.

Un point de rencontre est prévu chaque année pour valider la politique à mener en termes de CO<sub>2</sub>. En fin de contrat, les quotas seront intégralement transférés au délégant ou à l'exploitant que le délégant aura désigné, sans contrepartie financière.

Plusieurs anomalies sont apparues dans la gestion des quotas CO<sub>2</sub> :

- les rapports de la société PCE ne comportent pas de bilan pluriannuel de quotas ;
- aucun point de rencontre annuel n'a eu lieu ;
- la société PCE n'a pas racheté année après année les quotas nécessaires au maintien du solde positif du compte CO<sub>2</sub>, si bien que celui-ci présentait en 2018, selon le SMIREC un déficit cumulé de 22 654 tonnes d'émission GES pour la période courant de 2014 à fin 2018.

Le SMIREC n'a pas demandé des éclaircissements sur ces points avant la fin de l'année 2018. Une négociation s'est engagée en 2019 pour actualiser le montant du R1 CO<sub>2</sub> suite à l'augmentation conséquente du cours de la tonne de CO<sub>2</sub><sup>12</sup> obligeant la société PCE à racheter l'ensemble des quotas à un prix trois fois supérieur à celui des années antérieures. Le SMIREC a fait valoir à bon droit qu'une grande partie du déficit du compte CO<sub>2</sub> était due au fait que la société PCE n'avait pas acheté les quotas manquants à la fin de chaque année, comme l'y obligeait pourtant l'article 31-F de la convention de DSP.

Par ailleurs, le déficit de quotas est également causé par les performances environnementales de la société PCE, notamment la non-atteinte des objectifs de taux d'EnR&R prévus au compte d'exploitation prévisionnel<sup>13</sup> qui n'ont pas été formalisés comme objectifs contraignants dans le contrat de DSP. Pour ce qui est des performances environnementales et des taux EnR&R, la société PCE précise qu'ils sont en hausse constante depuis la mise en service de la chaufferie biomasse en 2016 : le taux EnR&R est passé de 25 % en 2016 à 50,5 % en 2017, 54 % en 2018 et 56,6% en 2019). Toujours d'après la société, fin avril 2020 ce taux serait de 59,5 %.

Un accord a été trouvé au mois de juillet 2019, fixant le montant du R1 CO<sub>2</sub> à 0,55 € HT/MWh à partir d'octobre 2019, puis à 1,44 € HT/MWh à partir de 2020. Ces montants permettent de combler les coûts correspondant au rachat des quotas, tout en laissant à la charge de la société PCE le surcoût engendré par la hausse du cours de la tonne de CO<sub>2</sub> en 2018<sup>14</sup>. À la demande du SMIREC, les achats de quotas ont été effectués en 2019 pour la période allant jusqu'à la fin de l'année 2020 pour prévenir une nouvelle hausse des tarifs. En outre, lors de la période de confinement de l'année 2020, la société PCE a profité de la baisse des cours d'achat de la tonne de CO<sub>2</sub> pour acheter 20 000 tonnes au prix de 18,5 € /tonne et a effectué un lissage des achats sur 2020 et 2021 afin de diminuer le coût pour les abonnés sur l'année 2020.

---

<sup>12</sup> Celui-ci est passé de 8 € HT/t début 2017 à 23,4 € HT/t en 2018. Le déficit cumulé du compte CO<sub>2</sub>, de 22 654 tonnes, représentait, du fait de cet enchérissement, une dépense à prévoir de 580 787,65 € HT, alors que la recette issue du R1 CO<sub>2</sub> s'établissait seulement à 340 218,23 € HT, soit un reste à facturer de 240 538,42 €<sup>12</sup>.

<sup>13</sup> Selon les graphiques figurant au compte d'exploitation prévisionnel, le taux de 60 % d'EnR&R devait être atteint la troisième année de la délégation de service public.

<sup>14</sup> Le prix d'achat des quotas antérieurs à 2016 est calculé selon la valeur de la tonne de CO<sub>2</sub> de 2016, et que le prix d'achat des quotas des années suivantes est calculé selon la valeur de la tonne de CO<sub>2</sub> en cours cette année-là. Les montants fixés sont ainsi inférieurs à l'augmentation sollicitée par PCE qui soutenait que, sur la base du prix 2017 (23,40 € HT), le terme R1 CO<sub>2</sub> devrait théoriquement être porté de 0,215 € à 1,85 € HT en 2019 et 2,21 € HT en 2020 afin de solder le compte CO<sub>2</sub> en 2020.

À l'avenir, il est souhaitable que le SMIREC vérifie annuellement que le compte CO<sub>2</sub> présente un solde positif. En réponse aux observations provisoires de la chambre le président du SMIREC indique que depuis 2020, un suivi plus régulier serait effectué auprès du délégataire. Le SMIREC a par ailleurs engagé une démarche pour demander, via la Fédération nationale des collectivités concédantes et régies, une réévaluation des allocations gratuites de quotas.

Les performances environnementales du SMIREC sont présentées en annexe n° 3.

### **3 LE CHAUFFAGE URBAIN ET SA GOUVERNANCE**

En France, les réseaux de chauffage urbain ne desservent que 5 % du parc immobilier résidentiel<sup>15</sup>, alors que cette proportion est en moyenne de 13 % dans le reste de l'Europe.

La loi sur la transition énergétique pour la croissance verte (TECV) du 17 août 2015 vise à pallier ce retard. Elle pose comme objectif 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. La programmation pluriannuelle de l'énergie adoptée par le décret n° 2016-1442 du 27 octobre 2016 prévoit que les réseaux livreront 1,35 Mtep de quantité de chaleur et de froid en 2018 et 1,9 à 2,3 Mtep en 2023 (soit une multiplication par deux de la quantité de chaleur et de froid livrés en 2023 par rapport à 2012). Toutefois, l'objectif de 2018 n'est pas atteint, puisque, selon la synthèse de l'enquête du Syndicat National du Chauffage Urbain et de la Climatisation Urbaine (SNCU) de 2019, les réseaux n'auraient livré qu'1,21 Mtep<sup>16</sup> de chaleur renouvelable en France en 2018.

#### **3.1 La planification des politiques de transition énergétique**

##### **3.1.1 Les démarches spécifiques à la transition énergétique**

###### **3.1.1.1 Au niveau de la région : le schéma régional du climat, de l'air et de l'énergie (SRCAE)**

L'article L. 1111-9 du code général des collectivités territoriales donne compétence à la région pour « *organiser, en qualité de chef de file, les modalités de l'action commune des collectivités territoriales et de leurs établissements publics pour l'exercice des compétences relatives : ... 3° Au climat, à la qualité de l'air et à l'énergie* ». Depuis la loi Grenelle II, les régions sont chargées, dans ce cadre, d'élaborer un schéma régional du climat, de l'air et de l'énergie fixant les orientations à l'échelon du territoire régional et aux horizons 2020-2050.

Le SRCAE d'Île-de-France, approuvé en 2012<sup>17</sup>, vise à densifier, étendre et créer des réseaux de chaleur et de froid en privilégiant le recours aux EnR&R. Les objectifs chiffrés pour l'horizon 2020 sont la multiplication par 1,4 du nombre de raccordements à des réseaux de chaleur par rapport à 2009, ce qui correspond à une augmentation de près de 450 000 équivalents-logements ainsi qu'à une part d'énergie renouvelable de 11 % en 2020. Cette dernière cible est deux fois moins ambitieuse que celle fixée au niveau national par l'article L. 100-4 du code de l'énergie (23 % en 2020) en raison, selon le SRCAE, de la faiblesse des ressources naturelles sur le territoire francilien. Sur ce point, l'effet incitatif du SRCAE est donc très limité. Le SRCAE fixe également un objectif de 51 % d'EnR&R dans la chaleur distribuée par les réseaux de chaleur pour 2020.

<sup>15</sup> Cf. synthèse de l'enquête SNCU 2019.

<sup>16</sup> Les chiffres de l'enquête sont exprimés en TWh, sachant que 1 TWh = 86 000 Tep.

<sup>17</sup> Délibération du conseil régional du 23 novembre 2012 et arrêté du préfet de région du 14 décembre 2012.

La région a développé d'autres initiatives. Elle a adopté le 3 juillet 2018 une stratégie énergie-climat qui définit des objectifs tels que la réduction de 20 % de la consommation énergétique régionale, la multiplication par deux de la quantité d'EnR&R produite en Île-de-France et la réalisation d'un schéma directeur multi-énergie des réseaux.

Un comité permanent État-région de la transition énergétique et du climat (COPERTEC) a été mis en place pour encadrer la révision, le suivi et l'évaluation du SRCAE. L'Agence régionale énergie-climat (AREC) a été créée le 4 avril 2019 afin de produire des données sur la transition énergétique et d'apporter une expertise sur l'élaboration des politiques publiques. Elle comprend un comité de partenaires ouvert aux organismes qui en font la demande.

Par ailleurs, la région propose aux grands partenaires du secteur de l'énergie et aux collectivités de signer un cadre d'engagement matérialisant la volonté partagée des signataires d'œuvrer conjointement à l'atteinte des objectifs de la transition énergétique.

Le SMIREC n'avait pu participer à l'élaboration du SRCAE qui a été adopté avant sa création. Bien que les démarches régionales actuelles soient susceptibles d'intéresser directement son action, il a indiqué ne pas avoir de contact avec l'AREC ou le COPERTEC et ne pas avoir signé de cadre d'engagement avec la région.

### **3.1.1.2 Au niveau de l'établissement public territorial (EPT) Plaine Commune : le plan climat-énergie territorial (PCET)**

Les objectifs du SRCAE doivent être déclinés par les EPT dans les plans climat-air-énergie territoriaux (PCAET) ou plans climat-énergie territoriaux (les premiers ayant remplacé les seconds depuis 2016). Toutefois, cette déclinaison s'avère délicate, dès lors que le SRCAE fixe des objectifs au niveau régional, sans préciser dans quelle mesure chaque EPT devra en assurer la réalisation.

Le PCET de Plaine Commune, élaboré pour la période 2010-2020, a été adopté en mars 2010 et révisé en 2015. Il est beaucoup moins détaillé que le SRCAE pour la partie relative au chauffage urbain et ne donne aucun objectif chiffré<sup>18</sup>. Sa valeur ajoutée par rapport au SRCAE est en conséquence minime. Le SMIREC a été créé postérieurement à l'élaboration du PCET. Il joue aujourd'hui un rôle majeur dans la réalisation de ce plan car il produit 95 % de l'EnR&R consommée sur le territoire de l'EPT. Il participe au suivi du PCET et à l'élaboration de sa prospective en communiquant les données de ses réseaux (production, taux d'EnR&R, vente de chaleur, puissances installée et souscrite) et les projections de son réseau pour 2030.

Le conseil territorial de l'EPT Plaine Commune a adopté le 27 février 2020 un nouveau document stratégique environnemental : le PCAET. Il prévoit d'intégrer les données du SMIREC aux dispositifs de suivi et d'évaluation de ce document, ainsi que du plan local d'urbanisme intercommunal (PLUi) adopté également le 25 février 2020.

Le site internet du SMIREC fait mention d'un partenariat, non formalisé au demeurant, qui se concrétise par des réunions relatives au raccordement de zones d'aménagement ou à la communication sur les chantiers. Le SMIREC dispense par ailleurs des formations sur les réseaux de chaleur aux services aménagement, urbanisme et voirie de l'EPT.

---

<sup>18</sup> La fiche n° 3 sur la réduction des émissions de gaz à effet de serre du tertiaire privé existant recommande, entre autres, de favoriser le raccordement aux réseaux de chaleur. La fiche n° 13 sur le développement des énergies renouvelables concerne plus particulièrement le chauffage urbain. Elle pose comme objectif d'optimiser le raccordement au réseau de chauffage urbain quand celui-ci utilise des énergies renouvelables et énonce plusieurs modalités de mise en œuvre dont certaines concernent plus particulièrement le chauffage urbain (comme l'incitation au raccordement aux réseaux de chauffage urbain ou l'expérimentation de nouvelles solutions énergétiques faisant appel aux EnR&R et/ou à la cogénération grâce à des projets comme le captage géothermique sur l'Albien ou le développement de petites unités de méthanisation).

Le président de l'EPT Plaine Commune a indiqué que depuis l'adoption du PLUi et du PCAET, l'EPT Plaine Commune et le SMIREC ont défini des modalités d'organisation afin de coordonner le plus étroitement possible la politique de transition énergétique du SMIREC et celle du territoire. Des rencontres annuelles entre l'EPT Plaine Commune, Plaine Commune Développement et le SMIREC se tiendront pour le suivi et la mise en œuvre de projets de transition énergétique et le SMIREC participera à plusieurs groupes de travail et organismes (Groupe Action Climat chargé de suivre le PCAET, réseau des signataires de la Résolution d'engagement commun pour la sauvegarde du climat et la qualité de vie à Plaine Commune...). Il est également prévu que le SMIREC soit informé des ordres du jour des autorisations d'urbanisme et qu'il analyse systématiquement les permis de construire relatifs aux constructions de plus de 1 500 m<sup>2</sup>. Un rapport recensant ces modes de coopération sera soumis aux futures instances de l'EPT Plaine Commune, à l'occasion du classement du réseau de chaleur et au lendemain du renouvellement des élus territoriaux. Le SMIREC n'avait pas mentionné ces initiatives lors de l'instruction du présent contrôle.

### **3.1.1.3 Au niveau de la Métropole du Grand Paris : le schéma directeur des réseaux de distribution d'électricité, de gaz, de chaleur et de froid et la commission consultative sur l'énergie**

Contrairement aux autres métropoles, la Métropole du Grand Paris (MGP) n'est pas dotée de la compétence réseau de chaleur. En revanche, aux termes du deuxième alinéa du V de l'article L. 5219-1 du code général des collectivités territoriales, elle est chargée de la mise en cohérence des réseaux de distribution d'électricité, de gaz, de chaleur et de froid. Pour ce faire, elle établit un schéma directeur des réseaux de distribution d'énergie métropolitain en vue d'assurer la cohérence du développement des réseaux et définir les moyens nécessaires à l'atteinte des objectifs fixés dans le Plan Climat Air Énergie Métropolitain (PCAEM).

En effet, la MGP a décidé de réaliser son propre Plan climat air énergie territorial, ainsi que la loi Maptam<sup>19</sup> l'y autorise. Le plan climat-air-énergie métropolitain (PCAEM) a ainsi été adopté le 12 novembre 2018. Il fixe l'objectif de porter la part des EnR&R à 60 % de la consommation finale en 2050, notamment grâce au « verdissement » des réseaux de chaleur métropolitains, alimentés à 100 % en EnR&R d'ici 2050. Le SMIREC indique qu'il a participé à un premier échange dans le cadre de cette démarche de planification.

Le PCAEM métropolitain s'articule avec les autres documents de planification ou d'aménagement comme suit :

- à l'échelon régional, il doit être compatible avec le Plan de prévention de l'atmosphère et le SRCAE d'Île-de-France ;
- à l'échelon métropolitain, il devra prendre en compte, dans sa deuxième version qui devrait être approuvée en 2024, le Schéma de cohérence territoriale (SCoT) métropolitain, actuellement en cours d'élaboration ;
- à l'échelon infra-métropolitain, les PCAET des EPT et de la ville de Paris devront être compatibles avec le PCAEM. Plus précisément, ces plans devront définir les objectifs stratégiques et opérationnels, ainsi qu'un programme d'action contribuant à l'atteinte des objectifs fixés par le PCAEM, dans les domaines de compétence des EPT et de Paris.

---

<sup>19</sup> Maptam : Loi portant modernisation de l'action publique territoriale et de l'affirmation des métropoles.

L'article L. 5219-1 du code général des collectivités territoriales crée une commission consultative sur l'énergie comprenant notamment parmi ses membres les syndicats intercommunaux exerçant la maîtrise d'ouvrage de réseaux de chaleur sur le territoire de la métropole. Les missions de cette commission sont de coordonner l'action de ses membres dans le domaine de l'énergie, de mettre en cohérence leurs politiques d'investissement et de faciliter l'échange de données. Cette commission doit rendre un avis sur le projet de schéma directeur des réseaux de distribution d'énergie métropolitain préalablement à son adoption.

M. Paillard, en sa qualité de président du SMIREC, est membre de cette commission créée en 2016. Le SMIREC a toutefois indiqué que cette commission ne s'était jamais réunie.

#### **3.1.1.4 Au niveau du SMIREC : le schéma directeur de réseau de chaleur**

L'élaboration d'un schéma directeur était auparavant facultative. L'article 194 de la loi TECV en a fait une obligation pour les collectivités propriétaires d'un réseau de chaleur en service au 1<sup>er</sup> janvier 2019. L'objectif est de réaliser un exercice de projection sur le devenir du réseau à l'horizon 2030. Toute demande d'aide d'extension et de densification du réseau auprès de l'agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie (ADEME) doit être accompagnée du schéma directeur (de moins de cinq ans) du réseau de chaleur existant<sup>20</sup>.

La communauté d'agglomération Plaine Commune, qui envisageait à l'époque de prendre en charge la compétence du réseau de chaleur, avait fait preuve d'une véritable initiative en adoptant un schéma directeur en 2012. Le SMIREC l'a repris à son compte en 2013 puis révisé en 2018.

Aucun comité de pilotage formel n'a été constitué à l'occasion de cette révision. Toutefois, la démarche a été présentée aux deux commissions territoriales et des réunions ont été organisées avec des représentants de l'EPT Plaine Commune. S'il a été présenté aux membres du comité syndical, le nouveau schéma directeur n'a toutefois pas fait l'objet d'une adoption formelle par délibération, ce qu'il conviendrait de faire.

Lors des prochaines révisions, le SMIREC devra veiller à assurer la cohérence de son schéma directeur avec les autres documents de planification dont la prise en compte était jusqu'ici limitée : en effet, le premier schéma directeur avait été élaboré en prenant uniquement en compte l'objectif de 50 % d'EnR&R et l'équilibre économique des projets d'extension.

#### **3.1.2 Les documents d'urbanisme**

Le PCAEM indique que ses orientations trouveront une portée opérationnelle dans les documents de programmation et d'urbanisme métropolitain. Le SCoT est actuellement en cours de préparation par la MGP. Comme indiqué supra, le PLUi a été adopté par le conseil territorial de l'EPT Plaine Commune le 25 février 2020.

En application de l'article L. 151-5 du code de l'urbanisme, le projet d'aménagement et de développement durables (PADD) contenu dans le Plan local d'urbanisme (PLU) doit définir les orientations générales concernant les réseaux d'énergie. Le code de l'urbanisme<sup>21</sup> prévoit également la possibilité de définir dans le PADD du SCoT et dans le PLU des secteurs pour lesquels l'ouverture à l'urbanisation est subordonnée à l'obligation pour les constructions de respecter des performances environnementales et énergétiques renforcées. Le SRCAE recommande de mettre en œuvre cette faculté en intégrant le raccordement aux réseaux de chaleur parmi les obligations en cause.

<sup>20</sup> ADEME guide de demande d'aide du fonds chaleur.

<sup>21</sup> Articles L. 141-22 et L. 151-21 du code de l'urbanisme.

Le SMIREC a participé à quelques réunions avec l'EPT Plaine Commune relatives au PLUi. Il a obtenu la réservation d'emprises nécessaires pour l'implantation de ses équipements dans le PLUi. Un plan annexé au PLUi définit les zones concernées par le classement du réseau de chaleur.

Le PLUi a un rôle incitatif et non directif en matière de raccordement au réseau de chaleur. Il rend seulement obligatoire, dans des secteurs qu'il définit et sauf impossibilité technique, l'étude de raccordement au réseau d'énergie calorifique, et non le raccordement lui-même. S'il déclare que « les constructions nouvelles doivent tendre vers des objectifs ambitieux tels que favoriser des techniques et des matériaux renouvelables (bois, géothermie) et de récupération (incinération de déchets, biogaz) », cette affirmation constitue une simple déclaration de principe et n'est pas sanctionnée.

Ainsi, la politique de transition énergétique se caractérise par une multiplicité d'acteurs intervenant à des échelons territoriaux différents et ayant chacun en charge son propre document de planification. Cette logique de structures gigognes reste inachevée car ces documents ne sont pas coordonnés entre eux, malgré le travail des différents échelons territoriaux en ce sens.

De nombreux documents de planification sont actuellement en cours de préparation : schéma directeur métropolitain des réseaux de distribution d'électricité, de gaz, de chaleur et de froid, SCoT. Il serait souhaitable que le SMIREC soit systématiquement associé à l'élaboration de ces documents.

Par ailleurs, sauf en ce qui concerne le schéma directeur, les organismes chargés de l'élaboration de ces documents de planification énergétique se distinguent des gestionnaires des réseaux de chaleur. Cette distinction rend difficile la mise en œuvre de cette planification, d'autant que les gestionnaires des réseaux de chaleur ne sont pas seulement soumis aux objectifs de la transition énergétique mais également, en tant que gestionnaires d'un service public industriel et commercial, au principe d'équilibre budgétaire. Celui-ci interdit aux collectivités de rattachement de prendre en charge, dans leur budget propre, des dépenses exposées au titre de ce service alors que, bien souvent, la production d'énergie « verte » nécessite d'importants investissements et que le niveau de vie global de la population des usagers du SMIREC est en dessous de la moyenne francilienne. Dans le même temps, les tarifs de la chaleur doivent rester compétitifs car, au contraire d'autres services tels que l'eau, tous les usagers du réseau de chaleur ne sont pas captifs et le SMIREC doit convaincre les gestionnaires des bâtiments qui ne sont pas rattachés aux OPHLM de se raccorder.

Dans le cas du SMIREC, il est établi que la poursuite d'un meilleur taux d'EnR&R se traduirait par une hausse des tarifs de la chaleur (cf. *infra*, partie consacrée aux perspectives) : l'augmentation significative du taux d'EnR&R passerait par la construction d'un nouveau doublet géothermique en 2022 qui nécessiterait 18 M€ d'investissement supplémentaires et entraînerait une hausse du prix de la chaleur. Toutefois, alors que les enjeux environnementaux concernent l'ensemble de la population, le principe d'équilibre budgétaire des services publics industriels et commerciaux aboutit à ce que seuls les usagers du SMIREC, qui sont en majorité les habitants des OPHLM, seraient amenés à financer la construction de ce doublet géothermique. Paradoxalement, la politique « verte » de la commune est ainsi financée en grande partie par sa population la moins favorisée.

## 3.2 L'activité du réseau de chaleur

### 3.2.1 La politique énergétique du SMIREC : l'évolution des modes de production

La période contemporaine à la création du SMIREC et à l'élaboration du premier schéma directeur de 2012 était marquée par un fort enchérissement du prix des énergies fossiles (le prix du gaz avait augmenté de 80 % entre 2005 et 2012), le chauffage urbain apparaissant alors comme une alternative moins coûteuse et plus écologique. Ce contexte a radicalement changé car, depuis 2012, le prix du gaz a diminué et s'est même effondré début 2016. Depuis le milieu de l'année 2016, il remonte de façon importante et reste très volatil.

La compétitivité du chauffage urbain est impactée directement par ces évolutions. Toutefois, son développement reste soutenu du fait des préoccupations écologiques croissantes de la société, concrétisées notamment dans la loi TECV de 2015. Des aides financières directes ou indirectes (prise en compte des réseaux de chaleur dans la réglementation thermique de 2012, allocation de quotas de CO<sub>2</sub> gratuits, TVA<sup>22</sup> réduite, etc.) ont été mises en place, mais il n'est pas certain qu'elles soient suffisantes (sont notamment critiquées les aides du Fonds chaleur du fait de leur insuffisance et des modalités de distribution). Le SMIREC a donc la difficile tâche de poursuivre le verdissement et l'extension de son réseau, dans un contexte compétitif, alors que la population de son territoire est relativement défavorisée.

#### 3.2.1.1 Le réseau de La Courneuve

L'ensemble des données du réseau de La Courneuve figure dans l'annexe n° 4.

**Tableau n° 5 : Les installations du réseau**

	2013	2014	2015	2016	2017
Production de chaleur	Puissance (MW)				
Doublet géothermique nord	6	6	6	6	6
Doublet géothermique sud	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8
Centrale de cogénération	5,3 MW <sub>th</sub>				
	4 MW <sub>élec</sub>				
Chaufferie gaz nord	16,5	16,5	16,5	16,5	16,5
Chaufferie gaz sud	11,8	11,8	11,8	11,8	11,8
Nombre de sous-stations	93	93	97	99	100

Source : SMIREC

**Tableau n° 6 : Les sources d'énergie utilisées**

	2013	2014	2015	2016	2017	2018
<b>Total énergie fossile, soit gaz (%)</b>	66	83	91	96	71	45
<b>Total ENR&amp;R, soit géothermie (%)</b>	34	17	9	4	29	55
<b>Émissions de GES en tonnes</b>	20 240	19 764	21 877	23 963	21 004	15 575

Source : SMIREC

Pour des raisons historiques, le réseau de La Courneuve utilise la géothermie sur la ressource géothermale du Dogger, bien que la température de cette dernière, de 56-58°C, soit moins favorable que dans d'autres départements franciliens. Au cours de la période sous revue, la part des énergies fossiles est largement majoritaire jusqu'en 2017, en raison des travaux qui ont limité la production des doublets et puits géothermiques sur les années 2015 à 2017.

<sup>22</sup> TVA : Taxe sur la valeur ajoutée.

Deux doublets géothermiques sont en fonction, l'un au nord et l'autre au sud, construits dans les années 80, auxquels s'ajoutent deux chaufferies d'appoint au gaz et une centrale de cogénération.

Un doublet géothermique est composé de deux tuyaux éloignés l'un de l'autre et nécessite donc deux puits. Au début de la période examinée, le doublet géothermique nord fonctionnait avec les puits dénommés GLCN1 et GLCN2, et le doublet géothermique sud avec les puits GLCS1 et GLCS2.

La rénovation complète de la centrale de cogénération nord et le reconditionnement du réseau ont été initiés en 2011. À cette occasion, il a été décidé d'abandonner le puits GLCN2, dont l'état était trop dégradé.

La construction d'un puits GLCN3, débutée en 2011, a permis le fonctionnement du doublet GLCN3-GLCN1 en 2017 pour une période temporaire de deux ans.

En 2016, une pompe de production a été installée et les cinq brûleurs des chaufferies au gaz nord et sud ont été remplacés pour permettre de réduire les émissions polluantes. Ces travaux se sont achevés avec la mise en service de la centrale nord le 7 avril 2017. De 2014 à avril 2017, la production d'énergie sur le réseau nord a été assurée uniquement par la chaufferie au gaz (d'où un taux d'EnR&R très faible en 2015 et 2016).

En 2017, un nouveau puits GLCN4 a été foré et la rénovation de la station géothermale a été achevée. Le doublet GLCN3-GLCN4 a été mis en service le 6 juin 2018, remplaçant le doublet GLCN3-GLCN1. Le doublet nord a ainsi été intégralement rénové avec une durée d'exploitation minimale de 30 ans.

Sur le site sud, les deux puits GLCS1 et GLCS2 ont été nettoyés et rechemisés en 2016. Une pompe immergée a été installée la même année dans le puits GLCS1 afin d'augmenter le débit de production. La centrale géothermale sud a été rénovée en 2017.

En 2015/2017, des travaux ont été menés afin d'interconnecter les réseaux nord et sud de La Courneuve, physiquement isolés par la ligne de tramway, et ainsi valoriser l'énergie produite par le nouveau doublet géothermique nord. En effet, le réseau sud a un débit trois fois moins important que celui du réseau nord (85 m<sup>3</sup>/h contre 300 m<sup>3</sup>/h), alors que l'eau y est moins chaude (56 degrés contre 58 degrés). Il en résulte que le doublet géothermique sud a produit seulement 8 202 MWh en 2017 contre 28 543 MWh pour le doublet nord. Cette interconnexion vise ainsi à transférer pendant la période estivale une partie de l'énergie générée par le réseau nord vers le réseau sud. Le SMIREC s'est efforcé d'optimiser ces travaux d'interconnexion en les mutualisant en partie avec les travaux de raccordement d'une résidence.

Grâce à cette interconnexion, l'ensemble des abonnés du réseau de La Courneuve bénéficie de la TVA à taux réduit. Ce dispositif anticipe également l'augmentation du volume des ventes attendu à l'horizon 2024 (ZAC des 6 routes, quartier de la gare...).

Des pompes à chaleur centralisées ont été installées en 2018 afin de fournir de l'eau chaude sanitaire (ECS) à 60°C aux usagers du réseau de chaleur et d'améliorer le taux d'EnR&R du réseau.

Actuellement, pendant la période hivernale, le réseau nord bénéficie d'un appoint par une chaufferie au gaz. Le réseau sud bénéficie d'un appoint par l'interconnexion, par une cogénération de novembre à mars et par chaufferie au gaz. Le taux d'EnR&R sur le réseau de La Courneuve est de 54,5 % depuis juin 2017.

L'abandon probable de la cogénération en 2023 avec l'arrivée à échéance du contrat d'obligation d'achat avec EDF et la fermeture prévue du doublet géothermique sud en 2022/2025 du fait de l'installation d'un groupe scolaire à proximité et de l'impossibilité de son rechemisage rendent nécessaire la recherche d'un nouveau moyen de production en énergies renouvelables. Le SMIREC hésite actuellement entre deux scénarios : la construction d'un second doublet sur un site alternatif à compter de 2022 ou le fonctionnement avec le seul doublet géothermique nord dont le rendement permettrait d'alimenter également la partie sud du réseau grâce à l'interconnexion, à l'adjonction future de pompes à chaleur et au doublement de la production des chaufferies au gaz. Ce dernier scénario aurait toutefois le désavantage d'un taux d'EnR&R limité à 66 % à l'horizon 2030 alors que la construction d'un second doublet géothermique pourrait porter ce taux à 80 %.

### 3.2.1.2 Le réseau « Saint-Denis »

L'ensemble des données du réseau « Saint-Denis » figure dans l'annexe n° 4.

**Tableau n° 7 : Les installations du réseau**

Sites de Productions	Nb d'unités de production	Type d'énergie	Puissance installée en (MW)				
			2013	2014	2015	2016	2017
Fabien	1	Gaz	30	30	30	30	30
Urbaparc	1	Gaz / biogaz	2,5	2,5	2,5	10	10
Réseau vapeur CPCU <sup>23</sup>	Pas de production						
Stains	2	Gaz	0	0	74	74	74
	2	Bois	19	19	19	19	19
Fort de l'Est	1	Bois	0	0	0	28,5	28,5
	1	Gaz	40	40	40	40	40
Chaufferie du Landy (hors DSP)	1	Gaz	18	18	18	18	18

Source : SMIREC Les sources d'énergie utilisées

	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Gaz (en %)	69,7	63,9	71,8	69,5	49,5	46,0
Fioul (en %)	5,9	0,6	3,2	5,5	0,0	0,0
Total énergie fossile (en %)	75,6	64,5	75,0	75,0	49,5	46,0
Biomasse (en %)	24,4	35,5	25,0	25,0	45,1	53,3
Autres EnR&R (à préciser)	0,0	0,0	0,0	0,0	5,3	0,7
Total EnR&R (en %)	24,4	35,5	25,0	25,0	50,5	54,0
Émission de GES <sup>2</sup> en tonnes	91 298	61 340	74 480	59 480	38 758	37 815

Source : SMIREC

Le réseau « Saint-Denis » comprend aujourd'hui :

- deux chaufferies bois doublées chacune d'une chaufferie gaz d'appoint situées sur les sites de Stains et de Fort de l'Est ;
- une centrale gaz indépendante (la centrale Fabien, à Saint-Denis) ;
- une centrale biogaz utilisant le procédé de méthanisation par fermentation des déchets organiques sur le site Urbaparc ;
- une chaufferie gaz (hors DSP) appartenant à Engie Energie Service<sup>24</sup> : celle-ci assure la fourniture d'énergie thermique pour les quartiers Cornillon, Landy, Montjoie ;
- une chaufferie gérée par la société Stade Energie SAS (dite « chaufferie SESAS »).

<sup>23</sup> CPCU : Compagnie parisienne de chauffage urbain.

<sup>24</sup> Sous l'enseigne commerciale Engie solutions depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2020.

Lors du comité syndical du 25 juin 2013, le SMIREC a réaffirmé comme objectif de l'exploitation du réseau « Saint-Denis » un taux d'EnR&R de 50 %, un potentiel de développement important sur les prochaines années, et l'obtention de la TVA à taux réduit dans le délai le plus court possible. Ainsi, la convention de DSP signée avec la société PCE prévoit dans son article 9 que les travaux de premier établissement nécessaires pour permettre d'atteindre plus de 50 % d'EnR&R sur les ventes de chaleur seront exécutés par le délégataire à ses frais. L'article 59 prévoit l'application de sanctions si le taux d'EnR&R n'atteint pas 50 % après trois ans d'exploitation.

Depuis 2012, le verdissement du réseau a été amélioré, principalement par la mise en place de nouvelles installations. Deux chaufferies bois de 19,5 MW et de 28,5 MW ont été mises en service respectivement sur les sites de Stains en 2012 et de Fort de l'Est en octobre 2016. En 2017, la part du bois représentait la principale source d'alimentation du réseau soit 45,1 % du mix énergétique. En 2016 également, une nouvelle chaudière d'une puissance de 10 MW alimentée par du biogaz a été installée sur la zone Urbaparc en vue de l'alimentation de la zone Confluence.

En 2015 une interconnexion a été réalisée permettant d'alimenter en énergies renouvelables, à partir de la chaufferie du Fort de l'Est, la chaufferie du Landy.

En 2018, selon le rapport d'activité du SMIREC, le taux d'EnR&R global est de 53,5 % sur le réseau « Saint-Denis ». L'objectif de 51 % d'EnR&R dans la chaleur distribuée par les réseaux de chaleur pour 2020 posé par le SRCAE est donc rempli. Le syndicat vise aujourd'hui un ratio de 60 % d'EnR&R mais celui-ci n'est pas formalisé comme un objectif contraignant dans le contrat de DSP<sup>25</sup>, bien qu'il ait servi d'hypothèse pour l'élaboration du compte d'exploitation prévisionnel<sup>26</sup>.

L'utilisation des énergies fossiles a également évolué. La centrale du Fort de l'Est, qui était externalisée dans le cadre de l'ancien contrat de délégation, a été réintégrée comme moyen de production dans le cadre de la nouvelle délégation. Suite à la fin du tarif de rachat par EDF de l'électricité produite par les installations de cogénération, l'activité de cogénération a été arrêtée en avril 2015 et la chaudière de récupération utilisée comme moyen d'appoint. Les chaudières au fioul de la centrale de Stains ont été remplacées par des chaudières au gaz en 2016.

Depuis le 31 juillet 2018, le périmètre du service public de production de chaleur est étendu à certains quartiers d'Aubervilliers, ce qui nécessite des travaux importants. L'extension du réseau pour une longueur de plus de 9 000 mètres linéaires est prévue en quatre tranches s'étalant de 2019 à 2023. PCE précise que, sur le site de Fort de l'Est, deux chaudières gaz d'une puissance utile unitaire de 14 MW et une sous-station d'échange primaire haute pression/basse pression (HP/BP) seront construites dans un premier temps. La construction devait débuter au deuxième trimestre 2019 pour une mise en service mi-2020. Le forage d'un nouveau doublet géothermique est prévu sur ce même site au premier semestre 2022, suivi de la construction d'une centrale géothermale et de l'installation de pompes à chaleur, le tout devant être mis en service mi-2023.

L'ensemble de ces équipements sera mis en affermage auprès de la société PCE qui ne réalisera que les sous-stations des abonnés d'Aubervilliers.

Les tarifs seront modifiés en fonction de l'avancement de ces travaux : la phase 3 de la tarification doit commencer à la mise en service de la chaudière au gaz d'appoint, et la phase 4 lors de la mise en service de la station géothermale de Fort de l'Est.

---

<sup>25</sup> Un objectif de 50 % est posé par la convention de DSP. Le ratio de 60 % était imposé seulement sur L'Île-Saint-Denis où devait être pratiquée la géothermie superficielle mais il a été abandonné par l'avenant n° 2.

<sup>26</sup> Cf. graphiques du compte d'exploitation prévisionnel.

Par ailleurs, sur l'ensemble du réseau, le schéma directeur actualisé 2018 envisage :

- la mise en place de centrales avec thermo frigo-pompes permettant de produire à la fois le chaud et le froid ;
- la construction de réservoirs de stockage hydro-thermique de forte capacité afin de permettre le stockage de la chaleur ou du froid durant les périodes creuses pour les réinjecter dans le réseau en fonction des besoins ;
- des réseaux de transport et de distribution de quatre tubes dans certaines zones ;
- un appoint-secours de chaleur assuré via un raccordement au réseau vapeur existant de la compagnie Parisienne de chauffage urbain (CPCU), dont le taux d'EnR&R est supérieur à 50 %.

### 3.2.2 Le périmètre du réseau

#### 3.2.2.1 Les outils de développement du réseau

##### 3.2.2.1.1 Les études préalables à l'extension des réseaux

Depuis, la création du SMIREC, plusieurs études ont été menées pour étudier la faisabilité des projets d'extension des réseaux. Parmi les six études réalisées, deux ont été abandonnées et concernent :

- le quartier « Brise Echalas » à Saint-Denis, qui présentait une densité énergétique insuffisante : 1 Mwh/ml. Pour le réseau de La Courneuve, le SMIREC a fixé le seuil de rentabilité d'une extension de réseau à une densité de 4,5 Mwh/ml pour les bâtiments anciens et à 7 ou 8 Mwh/ml pour les bâtiments neufs. La DSP, quant à elle, applique un seuil de 6 Mwh/ml en application des articles 21.1 et 21.5 de la convention de DSP ;
- le projet de récupération de chaleur du data center de La Courneuve, qui avait été initialement abandonné en raison d'un décalage dans le temps entre la réalisation du data center et les travaux de 2016. Toutefois, ce projet vient d'être réactivé dans le cadre d'une étude sur les sources d'approvisionnement du futur réseau Dugny-Le Bourget.

**Tableau n° 8 : Bilan des études réalisées par le SMIREC depuis sa création**

	Étude d'opportunité	Étude de faisabilité	Bilan économique	Bilan environnemental	Bilan social	Étude tarifaire	Mise en service
Récupération chaleur Data Center La Courneuve (SMIREC) : 2014	x		x	x			Abandonné puis réactivé
Extension centre-ville Stains : 2017/2018 (PCE)		x	x				2018
Extension quartier Pleyel : 2018/ en cours (PCE)	x	x	x	x		x	Sous réserve > 2024
Extension Quartier Brise-Échalas : 2018		x	x				Abandonné
Extension Aubervilliers 2016-2018 (PCE/SMIREC)	x	x	x	x		x	2019
Extension La Courneuve ZAC KDI et 6 routes : 2017-2018 (SMIREC)	x	x	x			x	2021
Restructuration Mail de Fontenay et Intégration de la chaufferie : 2016-2018 (Plaine Commune - SMIREC)			x		x	x	2025

Source : SMIREC

### 3.2.2.1.2 Un développement de réseau encadré par le schéma directeur

Les principaux objectifs du schéma directeur de 2012 de la communauté d'agglomération de Plaine Commune étaient d'optimiser les consommations d'énergie, de diminuer au maximum les rejets de polluants et de CO<sub>2</sub> et de garantir un accès équitable à une énergie peu chère. Pour y parvenir, les possibilités d'extension et de densification de chaque réseau ont été identifiées à partir de l'ensemble des opérations d'aménagement prévues à court et long terme et la densité énergétique de chaque extension a été calculée afin d'estimer sa rentabilité. En outre, plusieurs scénarios concernant les modes de production de chaque réseau ont été étudiés.

Le bilan dressé dans le schéma directeur actualisé montre que, pour le réseau « Saint-Denis », 11,87 % des surfaces raccordables prévues au schéma directeur 2012 ont été effectivement raccordées en 2018. Plus de la moitié des projets (56,03 %) ont été abandonnés. Le taux de réalisation du schéma directeur 2012 est donc très faible. Ce schéma directeur s'était donc basé sur l'ensemble des extensions possibles, sans les hiérarchiser.

**Tableau n° 9 : État de réalisation des raccordements prévus pour le réseau « Saint-Denis »**

	Surface (en m <sup>2</sup> )
<b>Prévision 2020</b>	1 584 390
<b>État des réalisations en 2018</b>	188 111
<b>Projets abandonnés</b>	887 755
<b>Projets révisés ou retardés</b>	508 524
<b>Projets réalisés / projets prévus</b>	11,87 %
<b>Projets abandonnés/projets prévus</b>	56,03 %

Source : actualisation du schéma directeur des réseaux de chaleur du SMIREC

Pour le réseau de La Courneuve, le taux de réalisation des raccordements en termes d'équivalents-logements est inférieur à la prévision du schéma directeur de 2012 pour le réseau nord (70 %), alors qu'il est dépassé pour le réseau sud (112 %).

**Tableau n° 10 : État de réalisation des raccordements prévus pour les réseaux nord et sud de La Courneuve**

	Équivalents Logements	Consommation totale (MWh)
<b>Réseau nord</b>		
Prévu 2012 (1)	745	8 057
Réalisé en 2018 (2)	519	3 866
<b>Écart (3=2-1)</b>	<b>- 226</b>	<b>- 4 191</b>
Abandonnés (4)	135	1 017
Maintenus mais non réalisés (5)	355	2 565
Raccordements nouveaux (6)	105	733
Total raccordements (7=2+6)	<b>624</b>	<b>4 599</b>
<b>Écart (8=7-1)</b>	<b>- 121</b>	<b>- 3 458</b>
% de réalisation/ Prévu (2/1)	<b>70</b>	<b>48</b>
% de réalisation y/c nouveaux racc./Prévu (7/1)	84	57
<b>Réseau sud</b>		
Prévu 2012 (1)	1 166	7 250
Réalisé en 2018 (2)	850	8 459
<b>Écart (3=2-1)</b>	<b>- 316</b>	<b>+ 1 209</b>
Abandonnés (4)	62	608
Maintenus mais non réalisés (5)	400	1 648
Raccordements nouveaux (6)	454	6 437
Total raccordements (7=2+6)	<b>1 304</b>	<b>14 896</b>
<b>Écart (8=7-1)</b>	<b>+ 138</b>	<b>+ 7 646</b>
% de réalisation/ Prévu (2/1)	<b>73</b>	<b>117</b>
% de réalisation y/c nouveaux racc./Prévu (7/1)	112	205

Source : actualisation du schéma directeur des réseaux de chaleur du SMIREC

Pour ce qui est des scénarios envisagés, le schéma directeur ne tranchait en faveur d'aucun d'entre eux. Les travaux réalisés pendant la période 2012-2018 sont plus ou moins conformes à l'un des scénarios du schéma directeur, avec quelques variantes (réalisation d'un doublet et non un triplet géothermique pour le réseau de La Courneuve).

Les prospectives financières et tarifaires élaborées pour chacun de ces scénarios ont été faussées car elles étaient basées sur une hausse prévisionnelle du prix du gaz de 150 % entre 2009 et 2020 qui ne s'est pas réalisée. Ainsi, le schéma directeur de 2012 prévoyait sur la période 2013-2018 des prix du gaz s'échelonnant entre 51 € HT et 68 € HT, alors que, sur cette même période, les prix acquittés par le SMIREC se sont situés entre 31,09 € HT et 42,09 € HT, taxe intérieure de consommation sur le gaz naturel (TICGN) comprise. Les prospectives financières sont donc particulièrement difficiles à établir dans un contexte de forte volatilité du prix du gaz alors que les charges de combustibles représentent plus de la moitié des charges du syndicat.

Le schéma directeur de 2018 se fixe comme objectif le seuil de 50 % d'EnR&R pour la période 2018-2030, ce qui apparaît peu ambitieux, dès lors que ce taux a déjà été atteint en 2017 sur l'ensemble du réseau. Le SMIREC indique toutefois que la réalisation d'extensions a pour effet le plus souvent de dégrader le taux d'EnR&R, raison pour laquelle un taux supérieur n'a pas été indiqué.

L'actuel schéma directeur ne détaille que les principaux projets de développement qui sont effectivement en cours d'étude au lieu de détailler l'ensemble des extensions possibles comme le faisait le précédent schéma directeur.

Il élabore des scénarios en mettant en lien les moyens de production et les extensions prévues, ce que ne faisait pas le précédent schéma directeur. Le scénario privilégié est indiqué. Les prévisions du schéma directeur actualisé sont donc beaucoup plus fines et concrètes que celles du schéma directeur de 2012. Elles sont susceptibles de constituer une feuille de route pour le SMIREC, ce qui n'était pas le cas pour le schéma directeur précédent. Cette évolution positive est certainement due au fait que le schéma directeur de 2018 est élaboré par le gestionnaire du réseau lui-même, ce qui n'était pas le cas pour celui de 2012.

### **3.2.2.1.3 Un réseau en cours de classement**

L'article L. 712-1 du code de l'énergie ouvre la possibilité pour une collectivité territoriale ou un groupement de classer un réseau de distribution de chaleur ou de froid. Ce classement constitue un moyen d'atteindre un périmètre économiquement viable car il emporte obligation de raccordement au réseau des bâtiments neufs ou faisant l'objet de travaux de rénovation importants.

La mise en œuvre de cette procédure est soumise à trois conditions :

- l'alimentation du réseau en EnR&R pour au moins 50 % ;
- l'existence d'un comptage des quantités d'énergie livrée à chaque point de livraison ;
- l'assurance d'un équilibre financier pendant la période d'amortissement des investissements.

Le SMIREC répond à cette triple condition depuis qu'il a atteint le taux de 50 % d'EnR&R sur l'ensemble du réseau au milieu de l'année 2017.

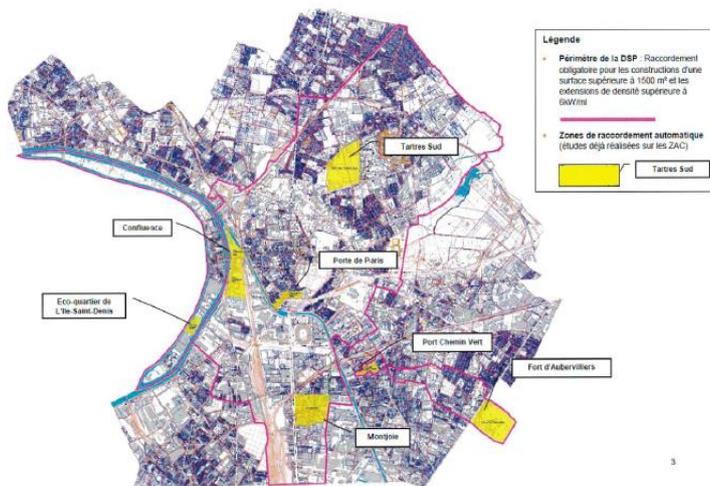
Cependant, en tant que syndicat mixte ouvert comprenant des personnes morales de droit public, il n'entre pas dans la catégorie des groupements de collectivités<sup>27</sup> mentionné par l'article L. 712-1 du code de l'énergie et n'est donc pas compétent pour opérer un classement de réseau. En conséquence, après avoir réalisé les actions nécessaires au classement du réseau (schéma directeur, audit énergétique, et concertation avec les acteurs), il a déposé une demande de classement du réseau auprès de l'EPT Plaine Commune, seul compétent pour décider, par délibération, des secteurs prioritaires de développement.

---

<sup>27</sup> Article L. 5111-1 du code général des collectivités territoriales.

### Carte n° 4 : Périmètres de classement des deux réseaux

#### Périmètre de classement retenu



Source : commissions territoriales des -21 novembre et 26 novembre 2018.

Cette demande de classement a été approuvée par les deux commissions territoriales compétentes du SMIREC et devrait être présentée au nouveau conseil territorial de l'EPT Plaine commune, issu des élections municipales.

Le SMIREC a indiqué ne pas pouvoir évaluer l'incidence du classement futur en termes de hausse du nombre de logements raccordés car, selon lui, il est relativement facile de faire jouer une des quatre clauses énumérées à l'article R. 712-9 du code de l'énergie permettant de déroger à l'obligation de raccordement.

### 3.2.2.2 L'évolution du réseau

#### 3.2.2.2.1 Le réseau de La Courneuve

Tableau n° 11 : Données du périmètre du réseau de La Courneuve

	2013	2014	2015	2016	2017	2018	Progression 2013/2018 (en %)
Longueur du réseau (en km)	20	20	20	21	22	22	+ 10
Nombre de points de livraison	93	93	97	104	100	105	+ 13
Abonnés	20	20	23	25	25	27	+ 35
Puissance totale souscrite en kW	44 265	44 265	48 999	49 703	50 103	51 726	+ 17
Équivalents-logements	6 000	6 000	6 500	7 000	7 060	7 350	+ 23
Nombre de raccordements	0	0	6	2	1	5	

Source : SMIREC

Le périmètre du réseau de La Courneuve s'est étendu de manière significative pendant la période sous revue : la longueur du réseau a gagné deux kilomètres, soit 10 %. Le nombre d'abonnés et d'équivalents-logements ont augmenté respectivement de 35 % et de 23 %. Le raccordement de bâtiments existants importants, copropriétés (Résidence du Parc, Résidence Poincaré) et logements sociaux (Beaufils), ont permis d'assurer l'équilibre du réseau dans un contexte de déconnexion des grands ensembles.

La puissance totale souscrite n'augmente pas proportionnellement au nombre de raccordements, mais seulement de 17 %, ce qui est dû au réglage des sous-stations et aux nouvelles réglementations thermiques ou mesures d'isolation prises.

**Tableau n° 12 : Réseau de La Courneuve - raccordements prévus dans le schéma directeur de 2018**

	Équivalents Logements	Consommation de chauffage (MWh)	Consommation ECS (MWh)	Consommation totale (MWh)
<b>Réseau nord</b>				
Projets prévus au schéma directeur de 2012	355	2 520	45	2 565
Nouveaux projets	137	420	330	750
Sous-total réseau nord	492	2 940	375	3 315
Déconnexion bâtiment Robespierre	- 250	- 2 261	- 1 408	- 3 669
<b>Total réseau nord (y compris déconnexion)</b>	<b>242</b>	<b>679</b>	<b>- 1 033</b>	<b>- 354</b>
<b>Réseau sud</b>				
Projets prévus au schéma directeur de 2012	400	1 097	551	1 648
Nouveaux projets	2 097	9 612	4 530	14 142
Sous-total réseau sud	2 497	10 709	5 081	15 790
Déconnexion du Mail de Fontenay	- 220	- 2 419	- 1 576	- 3 995
<b>Total réseau sud (y compris déconnexion)</b>	<b>2 277</b>	<b>8 290</b>	<b>3 505</b>	<b>11 795</b>
<b>Ensemble du réseau sans déconnexion</b>	<b>2 989</b>	<b>13 649</b>	<b>5 456</b>	<b>19 105</b>
<b>Ensemble du réseau y compris déconnexion</b>	<b>2 519</b>	<b>8 969</b>	<b>2 472</b>	<b>11 441</b>

Source : SMIREC - Actualisation du schéma directeur - octobre 2018

Le schéma directeur actualisé projette le raccordement de 492 et 2 497 équivalents-logements respectifs pour les réseaux nord et sud. Or, ces chiffres doivent toutefois être nuancés car deux importantes déconnexions sont prévues : le bâtiment Robespierre au nord et le Mail de Fontenay, pour partie<sup>28</sup>, au sud doivent être démolis dans le cadre du programme de renouvellement urbain du quartier des « 4 000 » de La Courneuve. Par suite, selon le schéma directeur de 2018 et avec prise en compte des déconnexions, le réseau nord de La Courneuve ne devrait gagner que 242 équivalents-logements et perdrait même 354 MWh de consommation totale (chauffage + ECS) d'ici à 2030. En revanche, le développement du réseau sud est plus dynamique : il gagnerait 2 277 équivalents-logements et 19 105 MWh de consommation totale (chauffage + ECS) d'ici 2030.

Les principaux projets actuellement en cours d'étude sont la ZAC des 6 routes, la ZAC KDI et le Mail de Fontenay. Ce dernier est constitué actuellement de la dernière barre de la Cité des « 4 000 », qui doit être détruite en grande partie et a été dé-raccordée. Situé dans le périmètre du réseau, avec 250 logements, le nouveau quartier qui sera construit pourra être raccordé sans extension ce qui ne sera pas le cas des 2 ZAC.

Le raccordement de la ZAC KDI qui comprend presque 84 000 m<sup>2</sup> de logements, bureaux, équipements, commerces et activités, nécessite une extension de 2 000 mètres de canalisations à prévoir à partir de la chaufferie sud.

Pour la ZAC des 6 routes, qui concerne presque 90 000 m<sup>2</sup> de logements, bureaux, équipements, commerces et activités, l'extension du réseau principal a déjà été réalisée dans le cadre de l'interconnexion des réseaux nord et sud (2016-2017). Toutefois, environ 2 400 mètres de réseaux devront être créés dans le périmètre intra-ZAC.

<sup>28</sup> 60 logements témoins sont maintenus permettant de conserver la partie du bâtiment sur laquelle est accrochée la cheminée.

Les secteurs au sud de l'A86 sont trop éloignés du réseau existant pour que soit envisagée une extension. Le SMIREC n'exclut toutefois pas de les alimenter par un autre procédé (géothermie superficielle, achat de chaleur au réseau de la société PCE qui sera situé à proximité une fois l'extension d'Aubervilliers réalisée, récupération de chaleur sur *data center*...).

### 3.2.2.2 Le réseau « Saint-Denis »

Tableau n° 13 : Données du périmètre du réseau « Saint-Denis »

	2013	2014	2015	2016	2017	2018	Progression 2015/2018 (en %)
Longueur du réseau (en km)	59	61	61	62	68	69	+ 13
Nombre de points de livraison	299	397	404	414	432	495	+ 23
Abonnés	133	134	142	154	169	177	+ 25
Puissance totale souscrite en kW	239	212	212	217	221	224	+ 8
Puissance souscrite au compte prévisionnel d'exploitation (CPE) initial (2014/2015 et années suivantes)			212	226	236	243	
Puissance souscrite au CPE modifié par l'avenant n° 3 (2014/2015 et années suivantes)			208	221	232	243	
Équivalents logements	NC	42 702	43 157	44 647	45 760	46 474	+ 8
Nombre de raccordements		3	24	22	12	4	

Source : SMIREC

Entre 2015, première année complète de la nouvelle DSP, et 2018, le nombre de points de livraison et d'abonnés a augmenté respectivement de 23 % et 25 %. Pourtant, le nombre d'équivalent-logements<sup>29</sup> et la puissance souscrite n'ont augmenté sur cette même période que de 8 % car les nouveaux abonnés sont constitués de bâtiments neufs à plus faible consommation de chaleur. Les nouveaux raccordements ont été nombreux surtout les deux premières années complètes de la nouvelle DSP.

La société PCE tient à jour un plan de développement recensant les raccordements futurs et potentiels ainsi que les extensions possibles de son réseau à l'horizon 2030.

<sup>29</sup> Le nombre d'équivalents-logements n'est pas calculé de la même façon pour les deux réseaux. Pour le réseau de La Courneuve, est pris en compte le nombre exact de logements pour les bâtiments d'habitation et, pour les équipements, un équivalent-logement est décompté pour 7 kW de puissance souscrite.

Pour le réseau « Saint-Denis », en revanche, est pris en compte le nombre de logements exact quand il est renseigné. Si ce n'est pas le cas, il est décompté un équivalent-logement pour respectivement 8 kW et 4 kW de puissance souscrite pour les logements selon qu'ils sont anciens ou récents. Pour les sites tertiaires et publics où la surface de plancher est non connue, un équivalent-logement est décompté pour 4 kW de puissance souscrite. Pour les sites tertiaires et publics où la surface de plancher est connue, un équivalent-logement est comptabilisé tous les 70 m<sup>2</sup>.

**Tableau n° 14 : Réseau « Saint-Denis » - raccordements prévus dans le schéma directeur 2018**

	Surface (m <sup>2</sup> )
<b>Projets du schéma Directeur 2012 actualisés</b>	
Secteur nord et ZAC Cristino - Saint-Denis	63 170
ZAC Confluence nord et sud- Saint-Denis	95 900
Village olympique- Saint-Denis	145 300
Village olympique - Ile-Saint-Denis (éco-quartier Phase 2&3)	48 400
Moulin Basset - Saint-Denis	8 000
ZAC Montjoie - Saint-Denis	60 000
ZAC des Tartres sud - Stains, Pierrefitte-sur-Seine et Saint-Denis	210 000
Immeuble Saint-Jean-Saint-Denis	4 500
<b>Total</b>	<b>635 270</b>
<b>Nouveaux projets</b>	
Pleyel - Saint-Denis	248 386
Village Olympique - Saint-Ouen	132 500
ZAC Plaine Saulnier - Saint-Denis	250 000
Landy - Saint-Denis	70 635
Extension centre-ville – Stains	4 800
Aubervilliers (centre-ville)	302 570
Aubervilliers (Fort de l'Est)	27 390
ZAC Porte de Paris – Saint-Denis	15 168
Quartier Saint-Rémy- Saint-Denis	6 828
Saint-Denis (autres)	13 835
<b>Total nouveaux projets</b>	<b>1 072 112</b>
<b>Ensemble</b>	<b>1 707 382</b>

Source : Actualisation du schéma directeur du SMIREC-octobre 2018 et précisions apportées par courriel du 24 octobre 2019 point 19

Pour le réseau « Saint-Denis », le schéma directeur de 2018 prévoit des raccordements portant sur une surface d'environ 1 708 000 m<sup>2</sup>, dont 1 072 112 m<sup>2</sup> de nouveaux projets. Ces futurs raccordements sont, en majorité, situés sur deux communes, Aubervilliers et Saint-Denis et sont liés, pour un tiers d'entre eux, aux aménagements des jeux olympiques de 2024.

En 2019, plusieurs projets étaient en cours d'étude, les principaux étant :

- la transformation du quartier Pleyel. Cette transformation comprend le village des jeux olympiques de 2024 pour la partie qui s'étend sur les villes de Saint-Denis et Saint-Ouen, la réhabilitation complète de la Tour Pleyel et le programme immobilier « Les Lumières Pleyel ». Ce quartier n'est pas raccordé au réseau principal ; il est envisagé d'y développer un réseau d'approvisionnement en chaud et en froid par thermo-frigo-pompes. Un appoint-secours de chaleur sera également assuré via un raccordement au réseau vapeur existant de la CPCU. Ce développement est encadré par la signature d'un futur avenant n° 4 à la délégation de service public et les conventions d'aménagement seraient en cours de contractualisation ;
- la ZAC Plaine Saulnier qui comprend la piscine olympique et dont le raccordement nécessitera certainement la mise en place de moyens de production complémentaires actuellement à l'étude (extension de la chaufferie du Landy, data center, thermo frigo-pompes font partie des solutions envisagées) ;

- l'extension du réseau vers la commune d'Aubervilliers, d'une longueur de 9 kilomètres. Il est envisagé la création d'un doublet de géothermie profonde au Dogger couplé à des pompes à chaleur et la construction d'une chaufferie au gaz de 30 MW pour l'appoint-secours. La société PCE indique qu'en juin 2020, 70 % de l'extension est réalisée et que des raccordements ont déjà été contractualisés pour une mise en service en 2021. Toutefois, ce réseau présenterait un retard significatif de 7 MW de puissance souscrite, certains bailleurs sociaux sur le périmètre d'Aubervilliers ne souhaitant pas souscrire aux polices d'abonnement proposées par PCE compte tenu du prix du gaz actuellement très bas par rapport à la géothermie.

Par ailleurs, de nombreux projets accusent un retard, notamment la ZAC Confluence et la ZAC des Tartres qui figuraient déjà dans le schéma directeur de 2012, ainsi que la ZAC Nozal, dont une partie seulement des constructions a été réalisée. La phase 2 de l'éco-quartier de l'Île Saint-Denis est également retardée afin de la coordonner avec la réalisation du village olympique.

## **4 LE CHAUFFAGE URBAIN ET LES USAGERS**

### **4.1 Le coût du chauffage urbain à la charge des abonnés**

#### **4.1.1 Les notions utilisées pour estimer le coût du chauffage urbain**

Plusieurs notions sont utilisées pour estimer le coût du chauffage urbain.

Le tarif de vente (généralement symbolisé R) est composé de l'addition du R1 (consommation) et du R2 (abonnement).

La part R1 varie selon la quantité d'énergie consommée. Elle est calculée en multipliant un terme  $r_1$  représentant certaines des charges ou toutes les charges d'exploitation nécessaires pour produire un MWh de chaleur par le nombre de MWh consommés. Peuvent s'y ajouter d'autres éléments représentatifs d'autres charges tels que les quotas de CO<sub>2</sub> ou les impôts et taxes (TICGN). Elle dépend principalement des prix d'acquisition des matières premières utilisées, éventuellement de la chaleur si le gestionnaire en a acheté, ainsi que de la rigueur climatique car les usagers achèteront davantage de chaleur les années froides.

La part R2 constitue le prix de l'abonnement. Elle est généralement calculée en multipliant un terme  $r_2$ , qui reflète les dépenses d'investissement du réseau, par la puissance souscrite ou le nombre de m<sup>2</sup> du local. Chaque usager souscrit à un abonnement pour une puissance donnée qui donnera lieu au paiement de la même somme chaque mois. En revanche, le prix de l'abonnement peut varier d'un usager à l'autre selon la puissance souscrite.

Le R1 est calculé en fonction du nombre de MWh consommés, tandis que le R2 est exprimé en fonction de la puissance souscrite en kW.

Ce tarif est contractualisé dans une police d'abonnement et, comme pour un abonnement de gaz ou d'électricité, il permet d'établir la facture énergétique de l'abonné.

R est donc la somme de R1 et de R2.

Les termes  $r_1$  et  $r_2$  évoluent d'une année à l'autre en fonction d'une formule basée sur des indices prédéfinis (prix des énergies, coût de la main-d'œuvre, de l'ingénierie, etc.).

Le tarif est adopté par délibération. Pour le réseau « Saint-Denis » il figure dans le contrat de la DSP.

La deuxième notion utilisée est le prix de vente moyen pondéré.

Il s'obtient en rapportant la somme des recettes générées par les ventes de chaleur à la somme des MWh vendus selon la formule suivante :

$$\text{Prix de vente moyen pondéré} = (\text{Recettes R1} + \text{Recettes R2}) / \text{MWh vendus.}$$

Le prix de vente moyen pondéré, exprimé en € / MWh vendu, sert à comparer les différents réseaux de chaleur entre eux.

Les prix de vente moyens pondérés de la régie et de la DSP évoluent sous l'effet :

- de la modification du bouquet énergétique et des investissements ;
- de l'évolution du prix du gaz, qui a baissé de 13 % entre janvier 2013 et janvier 2016, puis a connu une remontée quasi-équivalente jusqu'en janvier 2018 ;
- de la rigueur climatique ;
- de la nouvelle grille tarifaire liée à la signature d'une nouvelle convention de DSP à partir du 1<sup>er</sup> mai 2014 pour le réseau « Saint-Denis ».

Les réseaux de La Courneuve et « Saint-Denis » ont une tarification distincte en raison notamment des différences existant entre leurs modes de production.

Les composantes du tarif et leur mode de calcul sont présentées en annexes n<sup>os</sup> t 5 et 6.

#### 4.1.2 Les prix de vente moyens pondérés R1 et R2 et leurs parts respectives dans le tarif

##### 4.1.2.1 Le réseau de La Courneuve

###### Le prix de vente moyen pondéré R1

En 2017, le montant moyen de la part R1 était de 37,65 € HT / MWh, ce qui constituait une augmentation très modérée de 4,47 % par rapport à la valeur de 2013. Il est alors inférieur au prix moyen du R1 au niveau national selon l'enquête réalisée par l'association Amorce, qui se situe, sur la période, à plus de 40 €. Ce niveau bas résulte du recours à la géothermie, technologie utilisant peu de combustibles mais qui se caractérise par des dépenses d'investissement importantes, d'où un R1 bas et un R2 élevé.

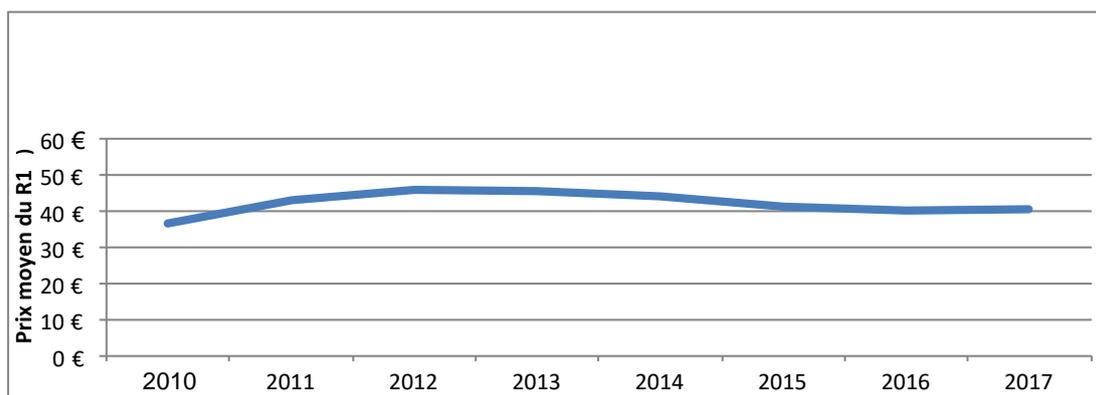
**Tableau n° 15 : Prix de vente moyen pondéré R1  
pour le réseau de La Courneuve**

	2013	2014	2015	2016	2017	2018	Évolution 2013/2018 en %
Prix moyen pondéré R1 (en € HT / MWh)	36,04	38,21	36,59	36,52	37,65	41,79	15,95 %

Source : SMIREC et rapports annuels

En 2018, toutefois, le tarif subit une augmentation plus importante, de 11 % par rapport à l'année précédente. Cette augmentation devrait se poursuivre, dès lors que le SMIREC a décidé de répercuter en 2019 une partie de la TICGN sur les tarifs.

**Graphique n° 2 : Évolution du prix de vente moyen du R1 de 2010 à 2017  
pour l'ensemble des réseaux de chaleur au niveau national**



Source: Enquête Amorce sur le prix de vente de la chaleur et du froid en 2017

### Le prix de vente moyen pondéré R2

Le prix moyen pondéré R2 est égal aux recettes R2 divisées par le nombre de MWh vendus. Il décroît de 2014 à 2016, puis augmente de 2016 à 2018 en raison du niveau des dépenses d'investissement engagées à compter de cette date.

**Tableau n° 16 : Évolution du montant moyen du terme r2 et du prix de vente moyen pondéré R2  
pour le réseau de La Courneuve**

	2013	2014	2015	2016	2017	Évolution 2013-2017 en %	2018	Évolution 2013-2018
Montant moyen du terme r2 selon SMIREC (en € HT/ m <sup>2</sup> /an)	4,08	4,08	4,2	4,2	4,32	+ 5,88 %	NC	-
Prix moyen pondéré R2 selon les rapports annuels (en € HT/ MWh)	21,72	28,1	27,93	25,8	26,3	+ 21,1 %	28,9	+ 33,05 %

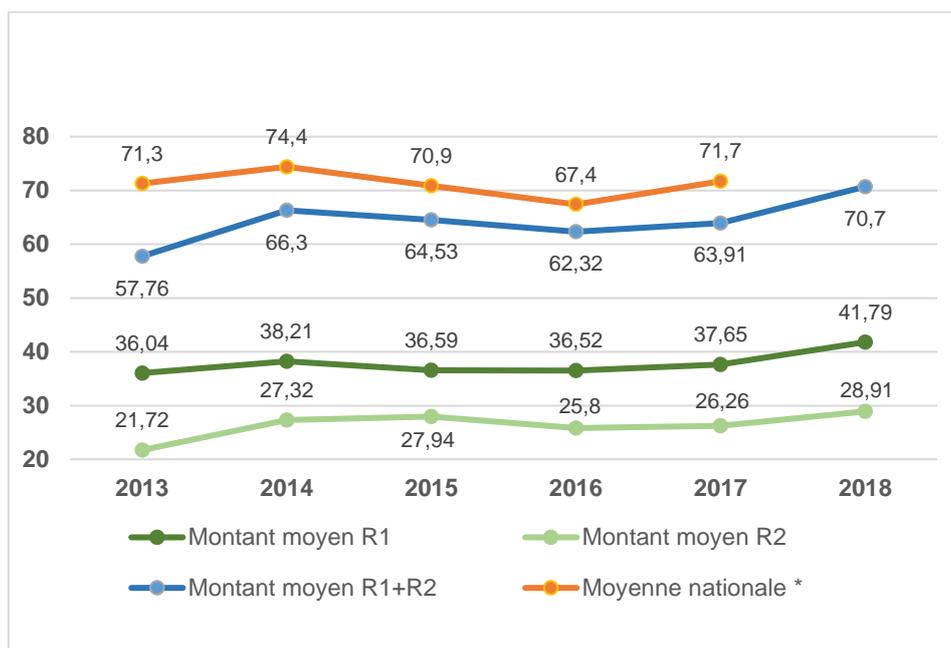
Source : SMIREC et rapports annuels

### Le prix de vente moyen pondéré total et la répartition des coûts entre le R1 et le R2

Il est généralement admis qu'une part de R2 importante par rapport à la part R1 garantit mieux la stabilité de la facturation contre une hausse éventuelle des prix de l'énergie mais a l'inconvénient d'inciter moins les usagers à maîtriser leur consommation. Toutefois, dans le cas d'un chauffage central, les efforts d'économie supportés par chaque usager final ne lui profitent pas directement mais se répercutent sur la facture globale établie au niveau de l'abonné, si bien que l'utilisateur final n'est finalement que peu incité, quelle que soit l'importance de la part R1, à diminuer sa consommation. En revanche, une part importante du R1 peut inciter l'abonné à mettre en œuvre des mesures d'isolation thermique sur le bâtiment.

Généralement, le terme R1 représente 30 à 70 % de la facture, suivant le type de réseau.

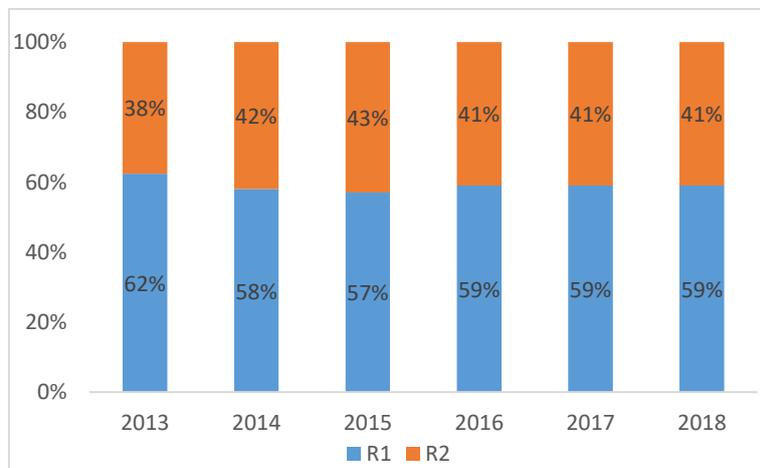
**Graphique n° 3 : Évolution des tarifs moyens sur le réseau de La Courneuve et comparaison avec la moyenne nationale**



\* pour tenir compte des caractéristiques du réseau de chaleur de La Courneuve, la moyenne nationale prise en compte est le prix de vente moyen pondéré de la chaleur pour les réseaux dont le taux d'EnR&R est inférieur à 50 % jusqu'en 2017, puis, à compter de cette date, le prix de vente moyen pondéré de la chaleur pour les réseaux dont le taux d'EnR&R est supérieur à 50 %

Source : rapports annuels d'activité SMIREC et publications Amorce (Comparatif des modes de chauffage et prix de vente de la chaleur pour les années 2017, 2016 et 2015)

**Graphique n° 4 : Parts respectives du R1 et R2 sur le réseau de La Courneuve**



Source : rapports d'activités du SMIREC

La stabilité du tarif est présentée comme un engagement sur le site internet du SMIREC ainsi que par son ordonnateur en même temps qu'elle constitue un des objectifs du schéma directeur actualisé. En cas d'extension du réseau, le SMIREC s'efforce de maintenir à l'identique le tarif des abonnés déjà raccordés ; les investissements nécessaires à l'extension devant être principalement supportés par les nouveaux abonnés.

La stabilité du tarif est plus difficile à maintenir dans l'hypothèse d'investissements ne concernant pas des projets d'extension mais la rénovation du réseau existant. Selon le SMIREC, la programmation pluriannuelle garantit que la mise en service des nouveaux équipements permettra de dégager des excédents d'exploitation et d'assurer son équilibre économique. Toutefois, ces dernières années, les excédents de trésorerie résultant du décalage dans le temps et en termes de montant entre la souscription des emprunts et la réalisation des travaux ont fortement contribué à maintenir cet équilibre.

De 2013 à 2014, le tarif moyen a augmenté de 14,8 %. Selon l'ordonnateur, cette situation n'est pas due à une augmentation tarifaire liée à de nouveaux investissements mais à l'évolution de la rigueur climatique. En effet, l'année 2014 ayant été beaucoup plus chaude que l'année 2013, cela a entraîné une augmentation du R2 moyen rapporté au nombre de MWh vendus. De 2014 à 2016, il est resté relativement stable et a même diminué. Courant 2017, la part d'EnR&R est devenue majoritaire.

En 2018, le tarif moyen augmente de 10,6 % en raison, d'une part, de l'augmentation de 40 % du prix du gaz et de la plus légère hausse du R2 et, d'autre part, de la légère baisse des ventes de chaleur qui entraîne une répartition de la part abonnement (R2) sur une plus faible consommation. Il n'en reste pas moins légèrement inférieur au tarif moyen des réseaux de chaleur à plus de 50 % d'EnR&R de l'année 2017.

Hormis pour l'année 2013, le R1 représente entre 57 % et 59 % du tarif moyen total tandis que la part du R2 se situe entre 41 % et 43 %. Cette répartition est atypique puisqu'en principe pour les installations utilisant la géothermie, le R2 représente en moyenne 66 % des recettes<sup>30</sup>. Cette proportion laisse à penser que la part R2 ne couvrirait pas l'ensemble des investissements, ce que reconnaît le SMIREC. Ce dernier indique qu'un réexamen de la structure tarifaire aura lieu à l'occasion de la fin du contrat de cogénération en 2023 pour rapprocher les différents types de dépenses (R1/R2) des recettes correspondantes.

#### **4.1.2.2 Le réseau « Saint-Denis »**

Les tarifs sont prévus dans la convention de DSP et notamment dans son compte d'exploitation prévisionnel.

Les composants du tarif varient selon quatre phases d'actualisation :

- la phase 1 couvre le début de la DSP jusqu'à la mise en service de la biomasse de Fort de l'Est ;
- la phase 2 devait correspondre à la mise en service de la biomasse de Fort de l'Est mais a finalement débuté en octobre 2016 en application de l'avenant n° 2 à la convention de DSP ;
- la phase 3 débute à compter de la mise à disposition de la nouvelle chaufferie au gaz d'appoint secours construite dans le cadre de l'intégration de la commune d'Aubervilliers (avenant n° 3, article 15.1) ;
- la phase 4 débute à compter de la mise à disposition des nouveaux ouvrages de géothermie (avenant n° 3, article 15.1).

Le SMIREC est actuellement dans la phase 2, qui a débuté en octobre 2016.

---

<sup>30</sup> Cf. enquête Amorce sur le prix de vente de la chaleur et du froid en 2017.

L'avenant n° 1, dont la signature a été décidée par le comité syndical du 11 février 2015, a révisé les termes R2', r1TICGN et a introduit dans l'indexation du terme r1 une formule représentant l'impact lié aux obligations de stockage des fournisseurs de gaz naturel. L'avenant n° 2 initie la phase 2 de manière anticipée et décide, en compensation, d'affecter les subventions ADEME notifiées le 7 septembre 2015 à la baisse du tarif. L'avenant n° 3 concerne les changements, notamment tarifaires, induits par l'adhésion de la commune d'Aubervilliers.

La convention de DSP prévoit que les conditions financières seront révisées soit tous les quatre ans à compter de la date anniversaire du contrat, soit à la survenue de certains événements (évolution de la réglementation, disparition ou évolution substantielle d'un indice ou d'une imposition, modification de l'économie générale du contrat, etc.).

#### Le prix de vente moyen pondéré R1

L'énergie étant vendue sur un échangeur commun chauffage / production d'ECS, le contrat de délégation n'impose donc pas de répartition entre chauffage et ECS. Cette dernière n'est pas facturée séparément.

La part R1 intègre les coûts induits par la réglementation sur les quotas de CO<sub>2</sub>, sur les certificats d'économie d'énergie et la TICGN.

**Tableau n° 17 : Évolution du prix de vente moyen pondéré R1 pour le réseau « Saint-Denis »**

	2013	de janvier à mai 2014	de mai à déc. 2014	2015	2016	2017	2018
Nombre de degré jour unifié (DJU)	2 439	1 193	720	2 002	2 348	2 142	2 098
Vente de chaleur annuelle Saint-Denis (en MWh)	373 777	159 995	153 507	330 906*	382 872	361 210	358 337
Prix de vente moyen pondéré R1 selon les données des rapports d'activité de la société PCE et SDCSD (en € HT/MWh)	45,24	48,24	40,16	39,12	34,60	38,91	40,71

\* Selon le rapport de contrôle financier de 2015, la société PCE a indiqué que le chiffre de 300 906 MWh cité dans son rapport annuel d'activité était erroné, la production s'élevant en réalité à 330 906 MWh.

Source : SMIREC, rapports annuels de la société PCE, rapport de contrôle financier de 2015

La signature d'un nouveau contrat de DSP a eu pour effet une diminution importante du prix de vente moyen pondéré R1 (entre 11 % et 24 %). Hormis une diminution en 2016, due à l'affectation des subventions de l'ADEME et à l'abandon des investissements initialement prévus sur L'île Saint-Denis, le tarif moyen R1 est resté relativement constant depuis 2015. Il est inférieur à la moyenne nationale des réseaux de chaleur.

#### Le prix de vente moyen pondéré R2

Selon la convention de DSP, le terme R2 est destiné à couvrir les frais suivants :

- le coût des prestations de conduite, de petit et gros entretien nécessaires pour assurer le fonctionnement des installations primaires ;
- le coût de l'énergie électrique utilisée mécaniquement pour assurer le fonctionnement des installations primaires ;
- le coût de la transmission des informations entre certains postes et la sous-station d'échange ;
- le coût du renouvellement des installations ;
- les impôts et taxes divers ;

- les charges liées à l'amortissement des investissements réalisés par le délégataire pour financer les ouvrages utiles à l'ensemble des usagers, et toutes charges financières liées ;
- les frais de contrôle définis à l'article 39 et la redevance d'occupation du domaine public définie à l'article 35 ;
- les charges liées à la reprise des montants correspondant aux dépenses que le délégant et le précédent délégataire ont exposées pour les travaux réalisés dans l'intérêt du service préalablement à la date de prise d'effet de la convention signée avec la société PCE.

La masse globale de ces coûts est facturée mensuellement sur la base d'1/12<sup>ème</sup>. Le terme R2 est actualisé mensuellement selon une formule qui tient compte de l'évolution du coût du travail et de l'indice relatif au chauffage central.

**Tableau n° 18 : Évolution du prix de vente moyen pondéré R2 pour le réseau « Saint-Denis »**

	2013	2014 (de janv. à mai)	2014 (de mai à déc.)	2015	2016	2017	2018	Évolution 2015/2018 (en %)
Prix de vente moyen pondéré R2 ou R2+ R3 <sup>31</sup> depuis octobre 2016 selon les rapports d'activité de la société PCE et de la SDCSD (en € HT/MWh)	25,75	28,78	32,07	22,86	22,63	30,36	32,46	+ 42 %

Source : Rapports de contrôle financiers de la DSP

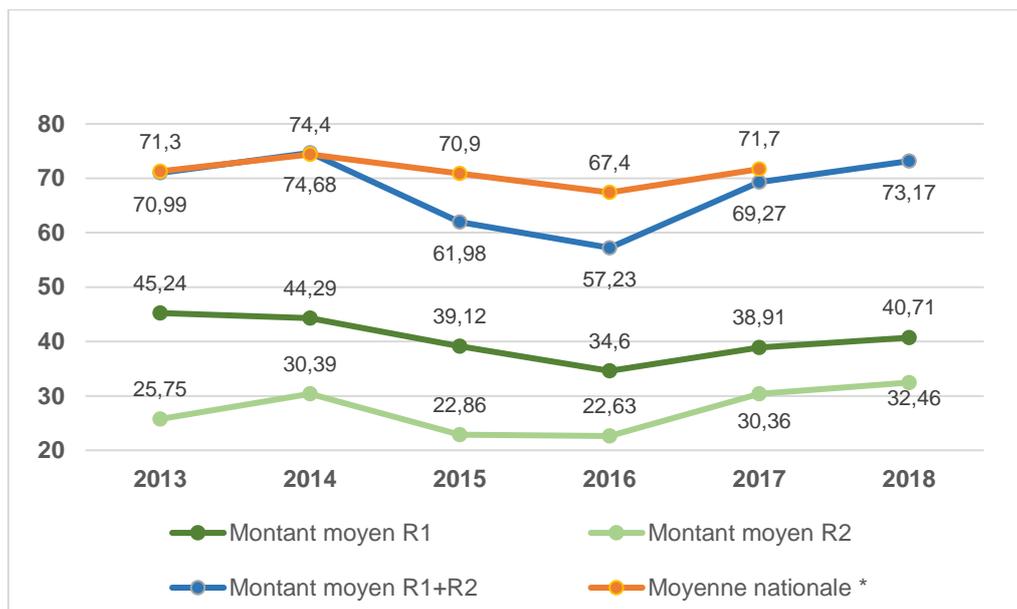
Entre 2015 (première année complète de la DSP assurée par la société PCE) et 2018, la part R2 a augmenté de 42 %. Ce phénomène reflète les importants investissements réalisés en 2016 et 2017 : en octobre 2016, le tarif R2 a basculé de la phase 1 à la phase 2.

Ce basculement était initialement prévu pour la mise en service de la centrale biomasse de Fort de l'Est. Il a été anticipé au 1<sup>er</sup> octobre 2016 par l'avenant n° 2 afin d'assurer l'équilibre économique de l'intégration de la ZAC Montjoie, dont un premier ensemble immobilier devait être raccordé dès l'automne 2016. La hausse du tarif R2, de plus de 35 %, apparaît plus nettement en 2017, première année complète où elle est effective.

<sup>31</sup> Le terme R3 est un terme négatif calculé en fonction du montant réel des subventions perçues et de leur calendrier effectif de versement. La convention de DSP prévoit qu'une réduction tarifaire de 0,51 € HT/kW sera accordée par million d'euros de subvention accordé.

## Le prix de vente moyen total et la répartition des coûts entre le R1 et le R2

**Graphique n° 5 :**

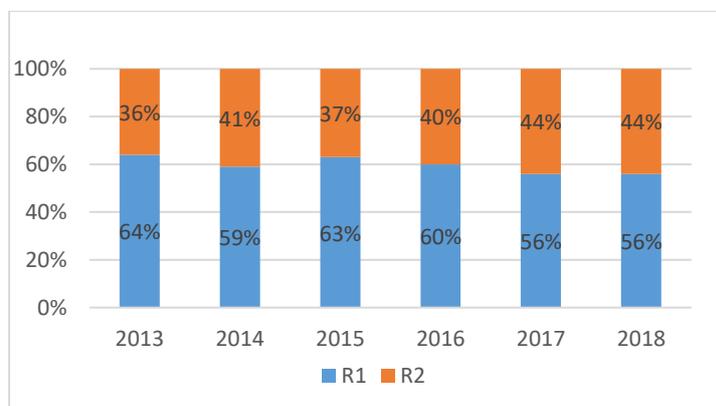


\* pour tenir compte des caractéristiques du réseau de chaleur « Saint-Denis », la moyenne nationale prise en compte est le prix de vente moyen pondéré de la chaleur pour les réseaux dont le taux d'EnR&R est inférieur à 50 % jusqu'en 2017, puis, à compter de cette date, le prix de vente moyen pondéré de la chaleur pour les réseaux dont le taux d'EnR&R est supérieur à 50 %

Source : rapports annuels d'activité SMIREC et publications Amorce (Comparatif des modes de chauffage et prix de vente de la chaleur pour les années 2017, 2016 et 2015)

Pour le calcul du R2 de 2014, le chiffre indiqué correspond à la moyenne constatée de janvier à mai et de mai à décembre.

**Graphique n° 6 : Parts respectives R1 et R2 sur le réseau « Saint-Denis »**



Source : rapports techniques de la délégation

Le renouvellement de la DSP en 2014 s'était traduit par une diminution importante du tarif (de plus de 17 % entre 2014 et 2015, première année pleine de la nouvelle DSP). Par la suite, le tarif moyen du réseau « Saint-Denis » augmente de plus de 18 % entre 2015 et 2018 en raison des investissements importants de l'année 2016, de l'avenant n° 2 et de l'arrêt de la cogénération. En 2013 et 2014, il était quasi égal à la moyenne nationale mais il a fortement baissé en 2015 et 2016 en raison notamment de la chute du prix du gaz (- 23 % entre 2014 et 2016). Il remonte en 2017 avec la hausse du prix du gaz, mais également les nouveaux investissements réalisés qui augmentent de 34 % le R2 cette année-là. En 2017, ce tarif moyen est légèrement inférieur à la moyenne nationale.

Le tarif moyen R1 représente entre 56 % et 64 % du prix moyen total, proportion en baisse à compter de 2016 en raison des importants investissements réalisés à compter de cette date. Ce phénomène a toutefois été « amorti » par une augmentation importante du nombre de MWh vendus en 2016, ce qui a augmenté les recettes du R1. En 2017 et 2018, les parts respectives R1 et R2 étaient de 56 % et 44 %.

#### 4.1.3 Les discriminations tarifaires

Selon la jurisprudence administrative, une différence de tarification doit être justifiée par des considérations d'intérêt général en rapport avec l'exploitation du service ou fondées sur des différences objectives de situation des usagers concernés<sup>32</sup>. Un avenant à un contrat de vente de chaleur ne peut ainsi prévoir une progression de 25 % sur l'élément forfaitaire R2 pour les logements, alors qu'aucune progression n'est prévue pour les autres abonnements comprenant les équipements collectifs<sup>33</sup>.

Concernant la tarification de l'eau, a été admise la discrimination tarifaire entre les usagers de différentes parties d'une commune quand elle est justifiée par le coût de l'extension du réseau de distribution de l'eau, les caractéristiques particulières du branchement, les conditions d'exploitation du service ou l'importance des investissements à amortir<sup>34</sup>. Dans le cas d'un groupement de communes, une différenciation tarifaire est possible s'il existe des spécificités dans l'exploitation du service ou des investissements particuliers dans une zone donnée<sup>35</sup>.

Les catégories tarifaires adoptées par le SMIREC sont justifiées :

- soit par des différences objectives de situation des usagers : ainsi, les différences en termes d'utilisation et de besoin en chauffage entre plusieurs types de locaux expliquent que le r2 soit calculé pour un logement selon la surface habitable corrigée alors que pour un équipement public, une activité ou un commerce, le critère utilisé est la puissance souscrite. Le tarif est également différent selon que l'eau chaude sanitaire est fournie à 50 ou 60 degrés ;
- soit par les conditions d'exploitation du service : des coefficients de minoration sont appliqués selon l'existence éventuelle de chaufferies d'appoint et/ou de secours et la prise en charge de leur maintenance et de leur renouvellement par l'abonné ;
- soit par les coûts d'extension du réseau pour les termes R2', R2'' et R2'<sup>Redevance</sup> applicables seulement aux abonnés de l'ensemble immobilier du Clos Saint Lazare ou aux abonnés de la commune d'Aubervilliers ;
- soit par des considérations d'intérêt général en rapport avec l'exploitation du service justifiant que des baisses de tarifs soient accordées en cas d'effort d'économie d'énergie. En effet, un coefficient de minoration est appliqué pour les bâtiments réalisés ou rénovés selon certaines réglementations thermiques.

Si les motifs de discrimination sont réguliers, la proportionnalité de certaines discriminations tarifaires interroge.

Ainsi, avant 2019, la TICGN n'était pas répercutée sur le tarif. Depuis 2019, le tarif prend en compte la part de TICGN excédant la valeur de 2016 (qui est de 4,34 € / MWh), soit 4,11 € HT / MWh

<sup>32</sup> CE, Section, 10 mai 1974, Denoyez et Chorques, 88032.

<sup>33</sup> CAA Versailles, 3 février 2006, Syndicat d'équipement et d'aménagement des pays de France et de l'Aulnoye, 04VE02928.

<sup>34</sup> CE, 26 juillet 1996, Association Narbonne Libertés 89, 130363 et 130450 et CE, 25 juin 2003, Commune de Mont-joie, 237305.

<sup>35</sup> Réponse ministérielle n° 99948 du Ministre de l'écologie du développement et du transport, publiée au JO du 29 mars 2011.

En revanche, pour les usagers du réseau « Saint-Denis », le tarif comprend un terme  $R1_{TICGN}$  qui prend en compte le montant de la TICGN applicable selon la mixité énergétique du réseau, mais également le rendement énergétique. Ces logiques sont fondamentalement opposées, mais il n'est pas sûr que les usagers du réseau « Saint-Denis » soient substantiellement lésés *in fine* car, du fait qu'ils bénéficient d'un tarif TICGN réduit, le montant de TICGN appliqué par la société PCE reste inférieur à celui répercuté par la régie.

Le SMIREC applique le principe selon lequel les anciens usagers ne doivent pas voir leur tarif augmenter substantiellement en cas de nouvelles extensions. Il en résulte que les abonnés d'Aubervilliers paient un tarif plus élevé, intégrant le surcoût lié à l'extension vers leur commune<sup>36</sup>. Le syndicat a indiqué qu'avec ce système, l'ensemble des abonnés contribuait au paiement des nouveaux modes de production afférents à l'intégration de la commune d'Aubervilliers (chaufferies, doublet géothermique), tandis que seuls les habitants d'Aubervilliers payaient l'extension elle-même. De la même manière, les abonnés du Clos Saint-Lazare supportent également un terme spécifique  $r2'$ .

Ces différences de tarification vont à l'encontre de la vocation d'un syndicat qui est de proposer à l'ensemble des collectivités adhérentes les mêmes tarifs en mutualisant les coûts. Aussi, est-il souhaitable qu'à terme, un rapprochement ou une uniformisation de ces tarifs soit envisagé. Le SMIREC indique qu'il prévoit de supprimer la distinction entre équipements et logements. Pour ce qui est de la commune d'Aubervilliers, il fait valoir qu'il n'aurait pas été possible d'obtenir l'accord des communes adhérentes pour cette extension si l'augmentation de tarif avait été trop importante pour les anciens abonnés mais que l'uniformisation des tarifs, y compris pour la commune d'Aubervilliers, reste un objectif qu'il espère atteindre à la fin de la DSP.

## 4.2 L'information des usagers et la facturation

Le prix de vente moyen pondéré est indiqué dans chaque rapport d'activité du SMIREC et de la société PCE. Seul le rapport SMIREC de 2015 comporte des erreurs sur ce point (à noter également une erreur sur le volume de MWh produit en 2015).

Les factures établies comportent l'ensemble des informations pertinentes : la date de relevé (pour le réseau de La Courneuve seulement), le niveau des consommations de chauffage et d'ECS, la surface habitable corrigée ou la puissance souscrite, le taux de TVA appliqué. Les calculs des termes  $r1$  et  $r2$  sont explicités par une annexe à la facturation indiquant les formules de révision, l'avenant en vigueur, et le détail de leur application.

Ces factures montrent que la baisse de TVA a été correctement répercutée sur le prix de vente depuis que la fourniture de l'énergie calorifique est assurée avec au moins 50 % d'ENR&R.

## 4.3 La relation directe avec les abonnés et usagers

L'abonné est généralement le gestionnaire de l'immeuble raccordé, qui a un contrat avec le gestionnaire du réseau de chaleur, tandis que l'utilisateur désigne le consommateur final.

### 4.3.1 Pour le SMIREC

#### 4.3.1.1 Les contacts du SMIREC avec les abonnés et usagers

Le SMIREC a des relations aussi bien avec les usagers de la régie qu'avec ceux du réseau délégué.

---

<sup>36</sup> À partir du début de la phase 3, ils paieront une redevance complémentaire calculée selon un terme  $R2_{oRedevance}$  qui sera de 7,25 €/kW alors que les autres abonnés ne paieront que sur la base de 1,41 €/kW pendant la phase 3 puis 4,45 €/kW pendant la phase 4.

### Avec les abonnés et usagers du réseau de La Courneuve

En leur qualité d'adhérent au SMIREC, les bailleurs Plaine Commune Habitat et Seine-Saint-Denis Habitat sont représentés dans ses instances. En outre, des points réguliers sont organisés avec les principaux abonnés.

Pour les autres abonnés, ils peuvent solliciter des réunions et sont en relations fréquentes avec le SMIREC lors des prestations dans les bâtiments et des comités des usagers.

Les abonnés et les usagers finaux en quête d'un renseignement sur le réseau de La Courneuve peuvent prendre contact par téléphone avec le SMIREC ou avec l'exploitant qui a en charge les installations de « surface » (chaufferies, sous-stations, station géothermale) dans le cadre d'un contrat comprenant une astreinte 24h/24 conclu pour une durée de trois à cinq ans et dont le titulaire actuel est Engie Réseaux.

### Avec les abonnés et usagers du réseau de « Saint-Denis »

Le SMIREC rencontre les usagers finaux du réseau « Saint-Denis » lors du comité des usagers.

Les usagers en quête d'un renseignement sur le réseau délégué peuvent téléphoner au SMIREC ou entrer en contact avec le syndicat par le biais du site internet.

#### **4.3.1.2 Les outils de communication du SMIREC**

Jusque récemment, les actions de communication étaient exclusivement ponctuelles comme les journées portes ouvertes à la chaufferie du réseau « Saint-Denis ». De novembre à décembre 2017 et à l'occasion du forage du nouveau puits géothermique, des « journées du chauffage urbain durable et solidaire » ont permis de proposer des visites du chantier de forage ainsi que de présenter une exposition sur le chauffage urbain et un film explicatif sur la géothermie. Le SMIREC participe en outre à plusieurs événements (le bungalow de communication, le salon des copropriétés, etc.) au cours desquels il installe des panneaux mobiles exposant son activité.

Lors des travaux, des informations relatives à l'action du SMIREC et à l'accroissement des énergies renouvelables sont prodiguées par des prospectus placés dans les boîtes à lettres et sur les panneaux de chantiers. Un panneau standard « géothermie » qui entre plus dans le détail du fonctionnement de la géothermie et de l'action du SMIREC est éventuellement mis en place. Il est prévu d'apposer des plaques sur les immeubles raccordés au réseau de chaleur (en priorité les immeubles neufs dans un premier temps) afin de signaler l'alimentation desdits bâtiments en énergies renouvelables.

Ce n'est qu'en 2017 qu'a été créée une lettre d'information du réseau de La Courneuve et le site internet. Des rapports simplifiés d'activité de la DSP et du réseau de La Courneuve sont rédigés à destination des usagers.

Un guide de l'utilisateur a été élaboré en 2016. Le feuillet de gestion, recommandé par l'association AMORCE, a été mis en place pour la régie de La Courneuve en 2018 et comporte des informations personnalisées et commentées par abonné (consommations, ventes, etc.) avec les évolutions par rapport à l'année précédente.

Le syndicat dispense des formations pour des étudiants (par exemple ceux de l'Institut universitaire de technologie (IUT) Saint-Denis) ou pour des partenaires (en 2018, les responsables de l'aménagement et de l'urbanisme de la communauté d'agglomération Plaine Commune) pour expliquer le fonctionnement des réseaux et échanger sur les projets du territoire.

### **4.3.1.3 Le traitement des réclamations**

Durant les heures ouvrées, les réclamations sont reçues par courriels et traitées en deux heures maximum. Hors des heures ouvrées, elles sont transmises *via* un numéro d'astreinte ; les urgences sont traitées en deux heures maximum et les autres demandes durant les heures ouvrées.

Ces réclamations portent essentiellement sur des réglages de la production de chauffage. Leur nombre annuel est en diminution depuis l'année 2016 : 921 en 2016, 890 en 2017 et 549 en 2018. Selon le SMIREC, ce phénomène est dû à la rénovation des équipements les plus anciens et à l'installation d'un système de télésurveillance dans les postes de livraison, permettant un suivi précis.

### **4.3.2 Pour la société PCE**

L'article 45 de la convention de DSP met à la charge du délégataire la mise en place d'outils de communication spécifiques :

- un site internet permettant aux abonnés représentant au moins 400 kW de puissance souscrite, ainsi qu'à tout autre abonné sur simple demande, l'accès au suivi de leurs consommations de chaleur, de la tarification qui leur est appliquée et des demandes d'intervention ;
- un service d'accueil téléphonique fonctionnant 24h/24 ;
- un livret d'accueil ;
- une lettre annuelle d'information sur la vie du réseau ;
- des lettres d'informations thématiques ;
- une brochure explicative de la tarification et de la facturation ;
- l'organisation de visites des installations ;
- une enquête de satisfaction périodique spécifique au réseau de chaleur ;
- un rapport annuel à chacun des abonnés représentant au moins 400 kW de puissance souscrite, ainsi qu'à tout autre abonné sur simple demande de ce dernier, synthétisant les données de l'année écoulée le concernant.

L'article 45 prévoit également qu'un bilan des actions d'information et de communication engagées au cours de l'exercice écoulé figure dans le rapport annuel sur la qualité du service.

#### **4.3.2.1 Les contacts avec les abonnés et usagers**

Le délégataire a indiqué utiliser plusieurs outils pour entretenir le contact avec les abonnés et usagers. Ceux-ci sont recensés au travers de fiches contact, dont la mise à jour se fait par relance annuelle.

Des campagnes d'information et des réunions sont organisées afin d'informer les usagers des travaux prévus sur leurs installations. Un numéro vert fonctionne 24 h/24 afin de répondre aux demandes de dépannage.

Le site internet de la société PCE permet une prise de contact courriel. Il comprend un site extranet client et, depuis la refonte du site en 2018, un formulaire contact en vue de recevoir des informations sur un sujet particulier ainsi qu'un moteur de recherche pour naviguer plus aisément sur le site. Un système d'alerte permet aux abonnés ou usagers finaux qui le désirent de recevoir des sms d'informations sur le suivi d'un incident.

Depuis 2018, les usagers finaux aussi bien que les abonnés peuvent profiter des fonctionnalités du site.

Selon la société PCE, les demandes internet sont recensées et suivies.

#### **4.3.2.2 Les outils de communication**

Des visites de sites sont organisées avec différents organismes tels que l'École des mines ou le Conseil départemental dans le cadre de la Conférence de Paris 21 (COP 21). Des projets pédagogiques sont parfois organisés (organisation d'un concours de graffiti sur le thème de l'énergie avec certaines plaques d'échangeur thermique comme support). La société PCE est chaque année le sponsor sur plusieurs événements locaux (fête des Tulipes, festival de Saint-Denis, etc.).

Concernant l'information sur les travaux, la société PCE communique par son site internet, des insertions presse dans les journaux locaux, des affiches dans les halls d'immeubles, l'envoi de prospectus et de lettres d'information aux riverains expliquant la nature, la durée des travaux et l'emplacement des chantiers, ainsi que par la mise en place de « bâches travaux » sur lesquelles est imprimé un contenu informatif.

Des guides papier sont créés : un guide de l'utilisateur, un dépliant concernant la construction de la chaufferie biomasse de Saint-Denis et des fiches de présentation des chaufferies biomasse de Saint-Denis et Stains. Un plan interactif de la chaufferie biomasse de Saint-Denis est accessible *via* une application sur Smartphone et tablette.

Même si le rapport annuel d'activité de la société PCE comporte bien une partie consacrée aux actions d'information et de communication, les outils recensés sont insuffisants au regard des prescriptions de la convention de DSP : manquent notamment les enquêtes de satisfaction périodiques, la lettre annuelle d'information ...

#### **4.3.2.3 Le traitement des réclamations**

L'ordonnateur n'a communiqué que des chiffres partiels relatifs aux réclamations passées par le site internet : en 2018, il y en aurait eu 32 dont 23 concernaient des demandes d'étude de raccordement.

S'agissant des demandes écrites, elles étaient au nombre de 12 en 2014 et en 2015, 3 en 2017 et 1 seulement en 2016 et 2018. Le délai moyen de réponse serait de 20 jours.

Le nombre de ces réclamations est bien inférieur à celui traité par le SMIREC, ce qui révèle que PCE est insuffisamment connu des usagers qui ont tendance à interroger en premier lieu le SMIREC. Si un tel système ne décharge pas le syndicat de la gestion des réclamations concernant le réseau « Saint-Denis » et lui occasionne ainsi des frais, il lui permet d'avoir un aperçu des difficultés rencontrées par les usagers et les abonnés dans le cadre de la DSP et d'exercer mieux son contrôle sur le délégataire.

### **4.4 Les organismes rassemblant les usagers**

#### **4.4.1 La commission consultative des services publics locaux (CCSPL)**

L'article L. 1413-1 du code général des collectivités territoriales impose aux établissements publics de coopération intercommunale de plus de 50 000 habitants la création d'une commission consultative des services publics locaux <sup>37</sup>. Celle-ci doit notamment examiner chaque année le rapport annuel établi par le délégataire de service public et est consultée pour avis sur tout projet de DSP avant que l'organe délibérant ne se prononce.

---

<sup>37</sup> Cet organisme est présidé par le président de l'organe délibérant ou son représentant et comprend des membres de l'organe délibérant, désignés dans le respect du principe de la représentation proportionnelle, ainsi que des représentants d'associations locales nommés par l'organe délibérant (en l'occurrence pour le SMIREC, la Confédération nationale du logement, la Confédération syndicale des familles, l'Association Force Ouvrière Consommateurs, VMDS et CLCV).

Les réunions de la CCSPL du SMIREC sont marquées par une grande irrégularité : 1 réunion en 2013, 2 réunions en 2016 et 1 en 2018<sup>38</sup>. En outre, les réunions de 2016 et 2018 n'ont comporté que 2 et 3 membres titulaires sur 12 (il n'y a pas eu de procès-verbal en 2017). Aucun compte-rendu n'est rédigé en l'absence de remarque particulière.

La CCSPL s'est réunie le 21 juin 2013 pour voter en faveur du régime de la concession lors de l'arrivée à terme de la précédente DSP et a rendu un avis sur l'avenant n° 3 le 29 mars 2018. Hormis pour ces décisions majeures, son contrôle est quasi inexistant : les rapports annuels du délégataire de 2013 et 2014 ont été présentés en 2016, le rapport de 2015 n'a donné lieu à aucune remarque, le rapport de 2017 n'a pas été examiné.

L'activité de cet organisme est ainsi réduite au minimum, faute notamment de participants intéressés, et ses modalités de fonctionnement ne sont pas toujours régulières.

#### **4.4.2 Les comités des usagers**

L'article 20 du règlement intérieur du SMIREC prévoit la création d'un comité consultatif des usagers des réseaux calorifiques qui n'a été créé qu'en 2017. Il est composé de 20 représentants des différentes catégories d'usagers : logements sociaux et privés, bureaux, équipements publics. Seules 2 réunions ont eu lieu, le 5 décembre 2017 et le 10 octobre 2018, au cours desquelles aucune observation particulière n'a été relevée (le SMIREC n'a pas établi de compte-rendu en l'absence de telles observations).

Un comité des usagers de la DSP du réseau « Saint-Denis » a également été créé, mais seulement en janvier 2016. Sa composition est similaire à celle du comité des usagers du réseau de La Courneuve.

Selon son règlement intérieur, le comité des usagers de la DSP doit donner son avis sur l'offre, la qualité et le mode de gestion du réseau de chaleur. Il est consulté chaque année sur le rapport annuel établi par le délégataire de service public ainsi que, s'il y a lieu, sur les avenants aux contrats de DSP. Il se réunit au moins une fois par an sur convocation de son président.

Le comité des usagers de la DSP a siégé pour la première fois en janvier 2016. Depuis, il se réunit deux fois par an sous la présidence de Francis Morin (élu pour la Ville de Stains). Il a examiné les comptes rendus annuels techniques et financiers du délégataire pour les années 2015 à 2017, ainsi que les avenants n° 2 et 3. Sur les séances dont le compte rendu a été transmis, les offices publics de l'habitat (OPH), les villes et les administrations étaient représentées, mais les associations nationales de défense des consommateurs étaient absentes<sup>39</sup>.

Des organismes ont donc été créés permettant la consultation des usagers finaux, mais n'ont fonctionné que tardivement (2016 et 2017) en raison de l'effectif insuffisant du SMIREC jusqu'en 2015.

La technicité du sujet rend difficile la mobilisation des usagers finaux. Le SMIREC a missionné des stagiaires en 2018 afin d'identifier des moyens de mieux communiquer et a organisé des réunions spécifiques avec des relais locaux associatifs (par exemple, la régie de quartier de Stains).

---

<sup>38</sup> La CCSPL s'est réunie le 24 novembre 2016, le 14 décembre 2017 et le 29 mars 2018 pour examiner respectivement les compte-rendu annuels de 2015 et de 2016 ainsi que l'avenant n° 3.

<sup>39</sup> Il convient de relever toutefois que sur la plupart des séances, seule la présentation faite a été produite, le SMIREC indiquant qu'aucun compte rendu n'est rédigé quand aucune remarque particulière n'est faite.

## **4.5 La maintenance du réseau**

### **4.5.1 Les mesures de maintenance**

Afin de réduire le nombre de pannes significatives, les sites de production ont recours :

- soit à la présence de plusieurs chaudières permettant un fonctionnement normal même en cas de panne de l'une d'entre elles ;
- soit à un stock de pièces détachées disponible sur place pour les matériels sensibles ;
- soit à des marchés de service permettant une intervention en urgence ;
- soit à un marché de location de chaudières pouvant être mises en place sous 48 heures.

Par ailleurs, les deux réseaux sont maillés sur leur plus grande partie<sup>40</sup>, ce qui permet aux abonnés, en cas de problème sur un centre de production, de rester alimentés.

L'ensemble des sites est mis sous télésurveillance afin de suivre à distance les différents paramètres de chaque installation (débit, température, pression). En cas d'écart avec les valeurs normales au-delà d'un certain seuil, un message est envoyé sur le téléphone d'un technicien d'exploitation qui intervient dans un délai de 2 heures.

Sur le réseau de La Courneuve, un arrêt pour maintenance d'un jour a lieu une fois par an pendant l'été. Une politique de maintenance préventive est suivie depuis 2016 : les pannes les plus fréquentes sont analysées site par site afin de définir des actions préventives selon la périodicité des pannes constatées.

Sur le réseau « Saint-Denis », les centrales de production sont arrêtées chaque année durant la période estivale pour réaliser la maintenance et les visites réglementaires des équipements de chauffe ainsi que des échangeurs en sous stations. Les chambres à vannes sont vérifiées par les techniciens à hauteur de 6 km/mois et 100 sondes Sigfox ont été installées en 2018 pour détecter une éventuelle fuite par élévation de température.

### **4.5.2 L'efficacité de la maintenance**

Pour le réseau de La Courneuve, le SMIREC a indiqué qu'outre l'interruption annuelle de 1 jour pour maintenance, une panne a entraîné une forte perturbation durant 2 mois sur 1 site en décembre 2015-janvier 2016, ce qui a impacté environ 500 usagers.

Pour le réseau « Saint-Denis », le délégataire a indiqué qu'il n'y aurait eu, pendant la période sous revue, que deux interruptions de fourniture : l'une de 9 h à 20 h le 18 janvier 2017 suite au percement du réseau par une entreprise extérieure missionnée par la ville de Saint-Denis et l'autre pendant la journée du 8 février 2018 en raison d'une fuite. Selon lui, aucune interruption de fourniture n'est survenue entre 2013 et 2017.

### **4.5.3 Les conséquences pour les usagers de la maintenance du réseau**

Pour le réseau de La Courneuve, l'article 18 du règlement de service indique que la prestation est considérée comme non conforme :

- si le chauffage des locaux est mis en route avec un retard de plus de 24 heures ;

---

<sup>40</sup> Sur le réseau « Saint-Denis », les réseaux Cornillon-Landy, Urbaparc, Confluence et le réseau vapeur CPCU ne sont pas maillés.

- si le chauffage est interrompu pendant plus de 8 heures ou si, pendant une période continue de 24 heures, la température moyenne à l'intérieur des logements est inférieure de plus de 2° C à la température contractuelle ;
- si la fourniture d'eau chaude est interrompue pendant plus de 12 heures ou la température d'eau chaude sanitaire est inférieure au seuil de tolérance.

Ces retards ou interruptions sont sanctionnés par une pénalité correspondant à une réduction de 50 % du terme R2 calculée au *pro rata temporis* du nombre d'heures d'interruption excédant les durées précitées.

Pour le réseau « Saint-Denis », l'article 49.3 de la convention de DSP indique que les retards, interruptions ou insuffisances de fourniture, à l'exclusion de l'arrêt technique annuel, donnent lieu à la réduction de facturation correspondant à la fourniture non exécutée.

Les situations ouvrant droit à indemnisation sont donc beaucoup plus restrictives pour le réseau de La Courneuve, en même temps que l'indemnisation est très réduite.

## **5 LES FINANCES DE LA REGIE**

### **5.1 La qualité de l'information budgétaire et comptable**

#### **5.1.1 L'information de l'assemblée délibérante**

Depuis la création du SMIREC, l'obligation de tenue d'un débat d'orientation budgétaire dans le délai réglementaire de deux mois précédant l'examen du budget a été respecté.

Le contenu des rapports d'orientation budgétaire est plus sujet à critiques. En effet, les débats d'orientation budgétaire (DOB) 2013 à 2016 ne comportent aucune analyse prospective. Ce n'est qu'à partir du rapport d'orientation budgétaire de 2017 que le rapport comprend une partie relative à la « prospective budgétaire » avec une projection détaillée sur la période 2017-2023. En 2018 et 2019, un plan pluriannuel d'investissement (PPI) et une prospective sont présentés à l'appui du DOB. La qualité de la prospective budgétaire est donc satisfaisante à partir de 2017.

En revanche, aucun des rapports d'orientation budgétaire de la période sous revue ne comprend d'information complète et détaillée sur la structure et la gestion de l'encours de la dette. Il est seulement fait état, dans certains rapports d'orientation budgétaire mais pas tous, des nouveaux emprunts souscrits dans l'année et du niveau des remboursements du capital des emprunts.

S'agissant de la sincérité des DOB, les rapports d'orientation budgétaire des années 2014 à 2016 font état d'un déficit prévisible de la section d'exploitation du budget principal, évalué à 910 000 € en 2014, 130 000 € en 2015 et 885 000 € HT en 2016. Pourtant, les budgets primitifs adoptés à l'issue de ces DOB présentent une section d'exploitation équilibrée en recettes et en dépenses, hors prise en compte du report des excédents cumulés.

Ce constat permet de s'interroger sur la qualité de l'information présentée au comité syndical, et surtout sur la sincérité de l'évaluation des dépenses et des recettes. Ainsi, le rapport d'orientation budgétaire 2014 évaluait la dotation aux amortissements à 1 230 000 €, somme ramenée à 714 726 € au budget primitif.

## 5.1.2 La fiabilité des comptes

Ont été examinés : les comptes transitoires, le rattachement des charges et des produits à l'exercice, les créances à recouvrer, les provisions pour risques et charges. Ces comptes n'appellent pas d'observation.

### 5.1.2.1 Les taux d'exécution des dépenses et des recettes d'investissement reflètent les retards pris dans les travaux

En dépenses de la section d'investissement, le taux de réalisation est très bas en 2013 et 2014 (respectivement 18,4 % et 6,9 %), du fait du retard pris dans l'exécution des travaux qui étaient initialement prévus dès la création du SMIREC. Le taux s'améliore à partir de 2015 (33,9 % en 2015 et 76,1 % en 2016). Le SMIREC explique la faiblesse de ces taux par un manque de moyens en personnel jusqu'en 2016 qui a empêché la réalisation des travaux.

En recettes d'investissement, les recettes perçues ont été supérieures aux prévisions surtout la première année (158,5 %). Cette anomalie trouve son origine dans le fait que les contrats d'emprunts concernant les travaux d'investissement réalisés en 2016/2017 avaient été signés par le président du SMGC dès le début de l'année 2013 soit plus de trois ans avant.

### 5.1.2.2 Les taux d'exécution des dépenses et des recettes d'exploitation

En section d'exploitation, les taux de réalisation des recettes et des dépenses n'appellent pas de remarque. Même si le taux de réalisation des dépenses hors rattachement de 2015 est assez faible (76,8 %) il est en cohérence avec le volume élevé des rattachements de charges à l'exercice constaté cette même année.

### 5.1.2.3 Un inventaire à finaliser

Le SMIREC utilise le logiciel Salvia pour le suivi de l'inventaire de ses biens depuis 2004. Durant la période, deux états de l'actif ont été joints aux documents comptables en 2016 et 2017.

L'instruction M4 précise qu'il doit y avoir exacte correspondance entre le contenu de l'inventaire établi par l'ordonnateur et le fichier des immobilisations tenu par le comptable. Or, la comparaison entre les données du comptable et celles de l'ordonnateur fait apparaître des écarts conséquents. Selon l'ordonnateur, ces écarts seraient dus, pour leur plus grande part, aux enregistrements effectués avant 2004 et non repris dans la base Salvia.

**Tableau n° 19 : Comparaison entre les données du comptable et celles de l'ordonnateur au 31 décembre 2018**

(En M€)	Données de l'ordonnateur	Données du comptable	Écart (en %)
Montant brut	33,725	56,115	66,39
Amortissements cumulés	13,361	32,39	142,42
Montant net	20,363	23,725	16,51

Source : SMIREC et compte de gestion

Un courrier a été adressé au comptable le 27 juin 2017 afin d'engager une concertation sur la régularisation de l'inventaire.

**Recommandation n° 1 : Mettre à jour les données de l'inventaire des biens.**

#### 5.1.2.4 La gestion des budgets annexes

L'article L. 2224-38 du code général des collectivités territoriales qualifie de Service public industriel et commercial (SPIC) la création et l'exploitation d'un réseau de chaleur par une commune. À ce titre, l'exploitation directe d'un SPIC doit se faire par le biais d'une régie<sup>41</sup> et respecter certains principes : l'équilibre en recettes et dépenses du budget du SPIC<sup>42</sup>, l'interdiction aux collectivités de rattachement de prendre en charge, dans leur budget propre, des dépenses au titre de ces services<sup>43</sup> et la répercussion du coût du service sur les seuls usagers<sup>44</sup>.

##### 5.1.2.4.1 Un budget annexe à créer : la confusion irrégulière entre le budget principal du SMIREC et celui de la régie

Les services publics doivent prendre la forme de régies dotées de la personnalité morale et de l'autonomie financière administrées par un conseil d'administration et un directeur désignés. La forme de la régie simple ou directe est prohibée, sauf pour les régies municipales créées avant le 28 décembre 1926 qui peuvent conserver cette forme<sup>45</sup>.

Le service de production et de distribution de chaleur de La Courneuve a été créé au début des années 1950. Selon le SMIREC, il était géré en régie simple par la commune de La Courneuve avant son transfert au syndicat. Celui-ci n'a pas estimé nécessaire de modifier ces modalités de gestion préexistantes et n'a donc pas créé de régie ni de budget annexe pour l'exploitation du réseau de chaleur de La Courneuve, en méconnaissance des dispositions du code général des collectivités territoriales. Les statuts du SMIREC précisent d'ailleurs expressément que « les recettes de l'exploitation des réseaux de chaleur géothermiques sur le territoire de La Courneuve constitueront le budget principal du Syndicat ».

Cette confusion entre le budget principal du SMIREC et celui de la régie est d'autant plus critiquable que le syndicat assure la gestion de plusieurs activités distinctes de celles de la régie, dont le suivi est assuré dans trois budgets annexes.

Même si chaque budget annexe participe, à due proportion de son activité, aux charges de personnel et de moyens généraux (cf. *infra*, sur les produits du SMIREC), ce dispositif ne dispense pas le syndicat de régulariser sa situation au regard du droit. En effet, ces transferts de charges ne peuvent se substituer à l'organisation prévue par les textes. Le SMIREC devrait donc mettre en place :

- un budget principal retraçant l'ensemble des activités de pilotage qu'il exerce en sa qualité d'autorité organisatrice des différents services sous sa responsabilité ;
- un budget annexe retraçant les recettes et les charges du réseau de chaleur de La Courneuve.

Seul un tel dispositif permet d'individualiser les recettes et charges afférents à l'activité du réseau de La Courneuve et, par suite, de fixer en toute transparence le coût de la chaleur.

**Rappel au droit n° 1 : Créer un budget annexe relatif à la régie de La Courneuve.**

<sup>41</sup> Article L. 1412-1 du code général des collectivités territoriales.

<sup>42</sup> Article L. 2224-1 du code général des collectivités territoriales.

<sup>43</sup> Article L. 2224-2 du code général des collectivités territoriales.

<sup>44</sup> CE, 30 septembre 1996, M. Mérigot, Sté Stéphanoise des eaux et ville de Saint-Étienne, 156176, Lebon ; D. 1996. 251.

<sup>45</sup> Articles L. 2221-8 et L. 2221-10 du code général des collectivités territoriales.

#### **5.1.2.4.2 Le budget annexe « Saint-Denis »**

Le budget annexe « Saint-Denis » correspond à la DSP. Il retrace les opérations comptables avec le SMIREC qui consistent essentiellement en la perception d'une redevance de contrôle, d'environ 300 000 €, et de subventions versées par l'ADEME au SMIREC qui les reverse ensuite à la société PCE. À partir du budget de 2019, il retrace également les opérations d'investissement du réseau d'Aubervilliers mis en affermage.

#### **5.1.2.4.3 Le budget annexe « Pôle administratif »**

Le bâtiment Mécano, ancienne usine d'outillage de précision fermée en 1978, a été réhabilité en 2015 et abrite depuis une médiathèque gérée par l'EPT Plaine Commune ainsi qu'un pôle administratif géré par la commune de La Courneuve.

La communauté d'agglomération Plaine Commune, devenue depuis EPT Plaine Commune, maître d'ouvrage de cet équipement, a signé en 2011 avec le SMGC, prédécesseur du SMIREC, une convention de maîtrise d'ouvrage déléguée pour la réalisation d'une installation géothermique visant à alimenter ces bâtiments. L'EPT Plaine Commune a préfinancé en tant que maître d'ouvrage une partie des ouvrages liés à la production de chaleur (forages et sous-station) et le SMIREC a réalisé, sous maîtrise d'ouvrage déléguée, les travaux d'interconnexion avec la chaufferie du bâtiment administratif Mécano pour l'appoint et le secours de l'alimentation en énergie de ce bâtiment.

Il était prévu que le SMIREC rachète en 2016 à l'EPT Plaine Commune les équipements de géothermie. À ce titre, le SMIREC devait rembourser à la commune de La Courneuve, via un emprunt, les dépenses d'investissement que celle-ci avait exposées en sa qualité de maître d'ouvrage. Les crédits afférents avaient été inscrits dans le budget annexe « Pôle administratif » destiné à retracer les opérations comptables de l'opération. Ce budget comporte, à ce titre, en section d'investissement des dépenses à hauteur de 637 350 € HT correspondant à ce rachat et aux charges de remboursement de l'emprunt souscrit pour financer les travaux réalisés sous maîtrise d'ouvrage du SMIREC en 2014 et 2015.

Une fois propriétaire des équipements de géothermie, il était prévu que le SMIREC passe des contrats de fourniture de chaleur avec la ville de La Courneuve et Plaine Commune. Le prix de la chaleur facturé par le biais de ces contrats devait inclure les dépenses d'investissement exposées pour la réalisation des équipements de géothermie ainsi que les dépenses liées à l'exploitation des installations.

Toutefois, ce montage n'a pas pu se faire en raison des difficultés techniques rencontrées dans la mise en service de l'installation en 2015 qui ont entraîné de nombreux surcoûts. Du fait de ces surcoûts et de l'absence de financement par l'ADEME, le terme R2 qui devait théoriquement être payé par la ville de La Courneuve et Plaine Commune pour financer ces investissements avait considérablement augmenté pour atteindre un prix prohibitif de 450 € HT/kW. Le SMIREC a donc proposé, par courrier du 3 juillet 2017, de modifier le montage initial en réduisant le transfert de propriété à son bénéficiaire aux installations de sous-sol pour un montant de 388 160 € HT.

L'EPT Plaine Commune n'a pas donné suite à cette proposition. Par suite, par courrier du 22 juin 2018, le SMIREC a renoncé au transfert de propriété à son bénéficiaire des installations de sous-sol et annoncé à Plaine Commune qu'il lui transférerait la propriété et l'exploitation de la liaison appoint/secours.

Le budget annexe a été clôturé le 31 décembre 2018. L'emprunt relatif au rachat par le SMIREC des équipements n'a finalement jamais été souscrit. Par courrier précité du 22 juin 2018, le SMIREC a demandé à l'EPT Plaine Commune, en sa qualité de maître d'ouvrage, de combler le déficit du budget annexe « Pôle administratif », qui s'élevait à 171 159,41 € TTC. Un titre de recettes de ce montant a été émis à l'encontre de l'EPT.

Le SMIREC doit aujourd'hui recouvrer les sommes exposées par lui pour cette opération qui, en l'absence de tout rachat, n'a finalement profité qu'à l'EPT Plaine Commune. Il n'assume plus l'exploitation de ces équipements. Les présidents du SMIREC et de l'EPT Plaine Commune indiquent que des discussions sont en cours pour solder ce dossier complexe à l'horizon 2021.

#### 5.1.2.4.4 Le budget annexe dit « des abonnés de La Courneuve »

**Tableau n° 20 : Évolution du budget annexe dit « des abonnés de La Courneuve »**

en €	2014	2015	2016	2017	2018
Ventes de produits, services et marchandises	314 991	300 022	322 134	223 509	361 999
Redevables et comptes rattachés	196 231	140 753	374 190	300 457	114 030
<b>Résultat section d'exploitation</b>	<b>16 408</b>	<b>29 802</b>	<b>14 279</b>	<b>- 85 556</b>	<b>110 653</b>

Source : comptes de gestion

Ce budget annexe correspond aux prestations de service réalisées par le SMIREC sur le réseau secondaire de La Courneuve, c'est-à-dire le réseau privé des abonnés, dans le cadre de contrats de services. Jusqu'en 2016 inclus, il était excédentaire de quelques dizaines de milliers d'euros. En 2017, il présente un déficit de 85 500 €, dû à une diminution de 30 % des recettes issues des ventes de ses prestations.

Selon le SMIREC, ce résultat n'est pas représentatif de son activité dans la mesure où il traduit un retard de facturation à l'OPH Plaine Commune Habitat sur l'année 2017, qui aurait été rattrapé en 2018.

De tels rattrapages doivent être faits selon la procédure de rattachement afin de respecter le principe d'annualité budgétaire, ce qui n'a pas été le cas (les produits rattachés en matière de vente de prestations de services étaient nuls pour l'année 2017).

#### 5.1.2.4.5 Le budget annexe de la ZAC Canal

La ville d'Aubervilliers était gestionnaire d'un réseau de chaleur sur la ZAC Canal alimentant trois bâtiments. Son adhésion ayant emporté transfert de sa compétence « production et distribution d'énergie calorifique » au SMIREC, la gestion de ce réseau a également été transférée à ce dernier.

Par délibération du 11 octobre 2018, un budget annexe du SMIREC a été créé pour retracer les opérations comptables de cette gestion en raison du fait que le réseau « ZAC Canal » est indépendant de celui de La Courneuve et autonome financièrement. Le budget primitif de 2019 prévoit des dépenses et recettes de la section d'exploitation de 215 250 € et aucune dépense ni recette en section d'investissement.

Dans la mesure où le SMIREC a décidé d'individualiser ce réseau, une nouvelle régie doit être créée.

## 5.2 La capacité d'autofinancement et la politique tarifaire

Eu égard à sa date de création, l'analyse financière qui suit a été effectuée à compter de 2014, première année pleine d'existence du SMIREC.

## 5.2.1 La section d'exploitation : des charges et des recettes dépendant de facteurs exogènes

Les résultats d'exploitation du SMIREC sont fortement dépendants de facteurs exogènes, ce qui rend difficile la maîtrise des charges courantes et l'élaboration de perspectives financières.

### 5.2.1.1 Des charges contraintes mais maîtrisées

Les charges d'exploitation sont relativement stables sur la période. Elles comprennent essentiellement des charges à caractère général, en baisse de 2,3 %.

**Tableau n° 21 : Les charges courantes**

(en €)	2013	2014	2015	2016	2017	2018
<b>Charges courantes</b>	<b>5 178 791</b>	<b>5 127 876</b>	<b>4 898 148</b>	<b>5 671 808</b>	<b>5 292 283</b>	<b>5 125 448</b>
Charges à caractère général	4 871 219	4 752 367	4 362 125	4 651 528	4 759 796	4 641 716
Charges de personnel	267 782	274 810	324 799	558 512	530 408	481 610
Autres charges de gestion	4 222	0	0	0	0	67
Impôts taxes et versements assimilés (sauf personnel)	35 568	100 699	211 223	461 768	2 079	2 055

Source : d'après les comptes de gestion

Celles-ci sont majoritairement composées de dépenses de combustibles, auxquelles s'ajoutent des dépenses de maintenance et des honoraires pour études.

**Tableau n° 22 : Évolution des principales charges courantes**

	2013	2014	2015	2016	2017	2018	Évolution 2018/2014 (en %)
<b>1 - Charges à caractère général, dont</b>	<b>4 871 219</b>	<b>4 752 367</b>	<b>4 362 125</b>	<b>4 651 528</b>	<b>4 759 796</b>	<b>4 641 716</b>	- 2,3
Fournitures non stockables : combustibles	3 233 746	3 032 430	3 007 151	2 973 002	3 414 026	3 167 739	+ 4,5
<i>Part des combustibles / charges générales (en %)</i>	<b>66</b>	<b>64</b>	<b>69</b>	<b>64</b>	<b>72</b>	<b>68</b>	
Maintenance	653 566	489 858	526 431	953 805	496 991	593 381	+ 21,1
<i>Part maintenance / charges générales (en %)</i>	<b>13</b>	<b>10</b>	<b>12</b>	<b>21</b>	<b>10</b>	<b>13</b>	
Honoraires, études et recherche	753 554	599 461	612 785	509 186	581 996	640 841	+ 6,9
<i>Part honoraires / Charges générales (en %)</i>	<b>15</b>	<b>13</b>	<b>14</b>	<b>11</b>	<b>12</b>	<b>14</b>	
<b>2 - Impôts taxes et versements assimilés (sauf personnel)</b>	<b>35 568</b>	<b>100 699</b>	<b>211 223</b>	<b>461 768</b>	<b>2 079</b>	<b>2 055</b>	- 97,9
<b>3 - Charges totales de personnel</b>	<b>267 782</b>	<b>274 810</b>	<b>324 799</b>	<b>558 512</b>	<b>530 408</b>	<b>481 610</b>	+ 75,3
<b>4 -Total (4 = 1 + 2 + 3)</b>	<b>5 174 569</b>	<b>5 127 876</b>	<b>4 898 148</b>	<b>5 671 808</b>	<b>5 292 283</b>	<b>5 125 381</b>	<b>NS<sup>46</sup></b>

Source : d'après les comptes de gestion

#### 5.2.1.1.1 Des charges de personnel maîtrisées du fait d'effectifs réduits.

À cause de la confusion entre le budget du SMIREC et celui de la régie, les charges de personnel du budget général ne reflètent pas seulement l'activité de la régie mais intègrent les frais de personnel pour le pilotage des activités annexes du SMIREC. Ces frais de personnel dédiés aux activités de pilotage constituent d'ailleurs la plus grande part des frais de personnel car la régie de La Courneuve est exploitée par le biais d'un marché d'exploitation.

<sup>46</sup> Ns = non significatif.

**Tableau n° 23 : Les remboursements de frais de pilotage au budget général**

	2013 (pour partie)	2014	2015	2016	2017	2018	Évolution 2018/2014 (en %)
Charges générales	4 871 219	4 752 367	4 362 125	4 651 528	4 759 796	4 641 716	- 2,3
Charges de personnel	267 782	274 810	324 799	558 512	530 408	481 610	+ 75,2
Total	5 139 001	5 027 177	4 686 924	5 210 040	5 290 204	5 123 326	+ 1,9
Part des frais de pilotage, dont		422 762	456 179	698 959	690 453	603 554	+ 42,8
Personnel		273 247	310 191	524 466	466 230	442 136	+ 61,8
Moyens et services		149 515	145 988	174 493	224 223	161 418	+ 7,9
Remboursement de frais	96 829	158 800	124 064	230 221	228 644	305 536	+ 92,4

Source : SMIREC

Le montant réduit des charges de personnel traduit un sous-effectif, du moins de 2013 à 2015 (le nombre d'agents était respectivement de cinq, sept et neuf agents en 2014, 2015 et 2016). Le SMIREC a indiqué que ce sous-effectif l'avait empêché jusqu'en 2016 de lancer les travaux d'investissement nécessaires et de procéder aux dotations aux amortissements qui ont dû faire l'objet d'un « rattrapage » par la suite. La chambre a également constaté que les contrôles réglementaires n'étaient pas effectués régulièrement avant 2016.

La situation s'était améliorée en 2016, mais, depuis, cet effectif est en diminution (huit agents en 2017 et sept début 2018). Le budget primitif de 2019 prévoit une baisse des charges de personnel du fait de la suppression d'un poste, portant les frais de personnel à 480 000 €. Dans les prospectives annexées aux DOB de 2018 et 2019, ce montant de 480 000 € apparaît constant pour l'ensemble de la période 2020-2030 : apparemment, il n'est prévu aucune augmentation d'effectif dans les dix prochaines années, alors que le SMIREC doit porter l'extension de la commune d'Aubervilliers.

Le niveau des effectifs pourrait donc s'avérer problématique, même si le SMIREC affirme que son organisation, s'appuyant sur la dématérialisation et l'externalisation de certaines tâches permet de limiter son besoin en personnel. Le SMIREC précise également que ses effectifs pourraient être revus à la hausse en fonction d'une éventuelle extension de son périmètre d'intervention.

Par ailleurs, la chambre relève que la durée annuelle de travail des agents du SMIREC n'est que de 1 540 heures<sup>47</sup>, soit 67 heures de moins que la durée réglementaire. Cet écart constitue, pour sept agents, la somme totale de 469 heures par an, soit un peu moins d'un tiers d'équivalent temps plein.

**Rappel au droit n° 2 : Mettre en conformité la durée annuelle de travail avec les textes en vigueur.**

### 5.2.1.1.2 Des charges largement constituées par des dépenses de combustibles d'un montant très variable d'une année sur l'autre

**Tableau n° 24 : Part des différentes énergies utilisées**

(en %)	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Gaz	83	87	87	81	83	77
Électricité	17	13	13	9	15	22
Eau				0,30	0,70	0,10
Chaleur PCE (résidence du Parc)				9,70	1,10	1,10

Source : SMIREC

<sup>47</sup> Cf. délibération du comité syndical n° 11 C du 15 décembre 2015.

Les charges de combustibles ont représenté entre 64 % et 72 % du total des charges courantes sur la période sous revue. Le gaz est la principale source d'énergie utilisée par le SMIREC. Celui-ci qui est titulaire d'un contrat pour l'alimentation des deux chaufferies gaz et de la centrale de cogénération, se fournit par l'intermédiaire du groupement de commandes AGEMO<sup>48</sup> (association des maîtres d'ouvrages de la géothermie). Durant la période sous revue, le SMIREC a eu recours via AGEMO à deux fournisseurs, Gaz Natural (2013, 2014, 2015, 2019- 2020) et Gazprom (2016, 2017- 2018).

**Tableau n° 25 : Évolution des dépenses d'achat de gaz**

	2013	2014	2015	2016	2017	2018	Évolution (en %)
<b>Volumes MWh PCS<sup>49</sup></b>	79 668	80 580	89 433	101 880	86 471	57 742	- 27,5
<b>€ HT hors TICGN</b>	2 682 617	2 647 612	2 571 211	2 752 005	2 333 430	1 942 231	- 27,6
<b>TICGN</b>	33 966	99 044	209 576	460 237	508 449	487 903	+ 1 336,4
<b>Total</b>	2 716 783	2 746 656	2 780 787	3 212 242	2 841 879	2 430 134	- 10,5

Source : SMIREC

L'évolution de la consommation de gaz a été très contrastée sur la période sous revue. Le pic de consommation de gaz constaté en 2016 correspond à une hausse des ventes de chaleur conjuguée à une diminution de la part de la géothermie utilisée pendant les travaux, période pendant laquelle les équipements géothermiques ont été partiellement ou totalement mis à l'arrêt<sup>50</sup>. Le SMIREC a bénéficié durant cette période de travaux d'une baisse conjoncturelle du prix du gaz, permettant de limiter les effets de cette augmentation de consommation sur ses dépenses.

Depuis 2017, la reprise de la géothermie et l'amélioration du rendement du réseau de 35 % par l'interconnexion a permis au SMIREC de réduire de manière importante sa consommation de gaz. À périmètre identique reconstitué<sup>51</sup>, le volume des achats de gaz a diminué de 27,5 % sur la période sous revue, alors que la charge correspondante a seulement diminué de 10,5 % (cf. tableau n° 29). Le prix d'achat moyen du gaz est donc en cause, mais il faut distinguer selon ses composantes.

<sup>48</sup> Composition du groupement, outre le SMIREC : syndicat mixte pour la production et la distribution de chaleur à Alfortville (SMAG), syndicat mixte pour la production et la distribution de chaleur à Bonneuil-sur-Marne (SETBO), société d'économie mixte pour la gestion de la géothermie à Chevilly-Larue et à l'Hay-les-Roses (SEMHACH) - Société d'économie mixte pour la gestion de la géothermie d'Épinay-sous-Sénart (SEMGEPE), syndicat mixte pour la géothermie de Maison Alfort (SEMGEPA) - OPAC du Val-de-Marne (AGESVAM)- société d'exploitation en énergie renouvelable (SEER).

<sup>49</sup> PCS = pouvoir calorifique supérieur. Il s'agit de l'énergie dégagée par la combustion du charbon, du bois, du gaz, du fioul, du pétrole en récupérant la chaleur latente de la vapeur d'eau produite par la combustion.

<sup>50</sup> Mise à l'arrêt des centrales géothermiques nord de 2014 à 2017 et sud pendant cinq mois.

<sup>51</sup> Les modalités de comptabilisation de la TICGN ont changé en 2016. Avant cette date, elle était imputée au compte « impôts et taxes » et à partir de 2016 elle est intégrée dans les dépenses de combustibles.

**Tableau n° 26 : Évolution du prix d'achat moyen du gaz**

	2013	2014	2015	2016	2017	2018	Évolution 2013-2018 (en %)	Selon loi de finances pour 2018			
								2019	2020	2021	2022
Prix en € hors TICGN (MWh PCS)	33,67	32,85	28,75	27,01	26,99	33,64	- 0,09				
Évolution par rapport à l'année n-1		- 2 %	- 12 %	- 6 %	+ 0 %	+ 25 %					
TICGN (en € HT)	0,43	1,23	2,34	4,52	5,88	8,45	+ 1 865	10,34	12,24	14,13	16,02
Évolution par rapport à l'année n-1		+ 186 %	+ 90 %	+ 93 %	+ 30 %	+ 44 %					
Total	34,10	34,08	31,09	31,53	32,87	42,09	+ 23,43				
Évolution par rapport à l'année n-1		- 1 %	- 9 %	+ 1 %	+ 4 %	+ 28 %					

Source : SMIREC

Sur l'ensemble de la période, le prix moyen du gaz, hors TICGN est resté stable (- 0,09 %). En revanche, les variations annuelles peuvent être importantes : ce prix a baissé de 12% entre 2014 et 2015 et, au contraire, augmenté de 25 % entre 2017 et 2018. L'augmentation du prix d'achat de gaz sur la période sous revue est donc principalement due à la forte progressivité de la TICGN (progression de 1 865 % depuis 2013). La loi de finances pour 2018 prévoyait la poursuite de cette augmentation : le montant de la TICGN de 2022 devrait être pratiquement le double de celui de 2018. Suite au mouvement des gilets jaunes, la TICGN a été gelée pour toute l'année 2019 au niveau de 2018. Le projet de loi de finances pour 2020 confirme ce gel.

Du fait des volumes consommés et de la forte volatilité du prix du gaz, le niveau des charges courantes peut ainsi varier fortement d'une année sur l'autre. Cette volatilité rend difficile les exercices de prospective pluriannuelle (ainsi, les prévisions du schéma directeur de 2012 reposant sur l'hypothèse d'une hausse constante et régulière du prix du gaz ont été infirmées.

L'enchérissement du prix du gaz est donc de nature à remettre en cause l'équilibre économique de l'activité. À partir de 2019, le SMIREC a ainsi décidé de répercuter partiellement, le montant de la TICGN sur la facture des abonnés.

### 5.2.1.1.3 Les travaux de maintenance

Les travaux de maintenance représentent entre 10 % et 13 % des charges. Le pic des dépenses constaté en 2016 d'un montant de 953 805 € n'est pas représentatif car il prend en compte :

- les dépenses relatives à l'abandon de l'ancien puits GLCN2 pour un coût de 0,171 M€ ;
- les frais entraînés par la rupture du tube d'injection lors de la réhabilitation du doublet géothermique nord.

Une procédure similaire pour l'abandon d'un second puits (GLCN 1) est actuellement en cours.

### 5.2.1.1.4 Le marché d'exploitation

Le poste de charges relatif aux honoraires comprend essentiellement les dépenses relatives à la rémunération de l'exploitant du réseau. En effet, le réseau de La Courneuve fait l'objet d'un marché d'exploitation. Un premier contrat a été conclu avec Engie réseaux (anciennement Cofely réseaux) le 10 octobre 2011 et est arrivé à échéance le 10 octobre 2016. Le contrat actuel est également conclu avec Engie et a débuté le 1<sup>er</sup> octobre 2016 pour une durée de trois ans, renouvelable deux fois un an.

Ce contrat a pour objet de confier au titulaire l'exploitation du réseau et la distribution de chaleur sur le territoire de la commune de La Courneuve, avec les missions suivantes :

- assurer le transport et la distribution de chaleur ;
- exploiter les installations thermiques et secondaires de chauffage et de distribution de l'ECS ;
- respecter les températures contractuelles de chauffage et de l'ECS.

Le marché comprend également des prestations relatives au réseau secondaire et facturées sur le budget des abonnés de La Courneuve.

**Tableau n° 27 : Détail des charges acquittées au titre du marché d'exploitation**

(en €)	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Mandats passés sur le marché d'exploitation (y compris rattachements)	619 816	657 257	81 025	1 008 279	783 706	832 187

Source : SMIREC

Le SMIREC a indiqué que le montant indiqué en 2015 était minoré et le montant de 2016 majoré en raison d'un retard important de facturation de son prestataire, qui l'a obligé à payer en 2016 la somme de 486 000 € se rattachant à l'exercice de 2015.

### 5.2.1.2 Des produits dynamiques portés par les ventes de chaleur et de l'électricité issue de la cogénération

Sur la période sous revue, les produits de gestion courante ont progressé de près de 20 %.

**Tableau n° 28 : Les produits de gestion courante**

(en €)	2013	2014	2015	2016	2017	2018	Évolution 2018/2014 (en %)
<b>Produits de gestion courante</b>	<b>5 953 367</b>	<b>5 801 486</b>	<b>5 476 032</b>	<b>6 138 547</b>	<b>6 522 412</b>	<b>6 959 721</b>	20,0
Ventes de produits, services et marchandises	5 953 367	5 801 486	5 476 032	6 136 960	6 515 376	6 954 369	19,9
Subventions d'exploitation	0	0	0	0	2 000	0	
Autres produits de gestion courante (hors redevances)	0	1	0	1 588	5 035	5 352	

Source : d'après les comptes de gestion

Les produits sont essentiellement constitués de la vente de chaleur et de l'électricité issue de la cogénération, ainsi que par les remboursements des frais en provenance des budgets annexes.

### 5.2.1.2.1 Les recettes des ventes de chaleur et d'électricité soumises à des facteurs minorants

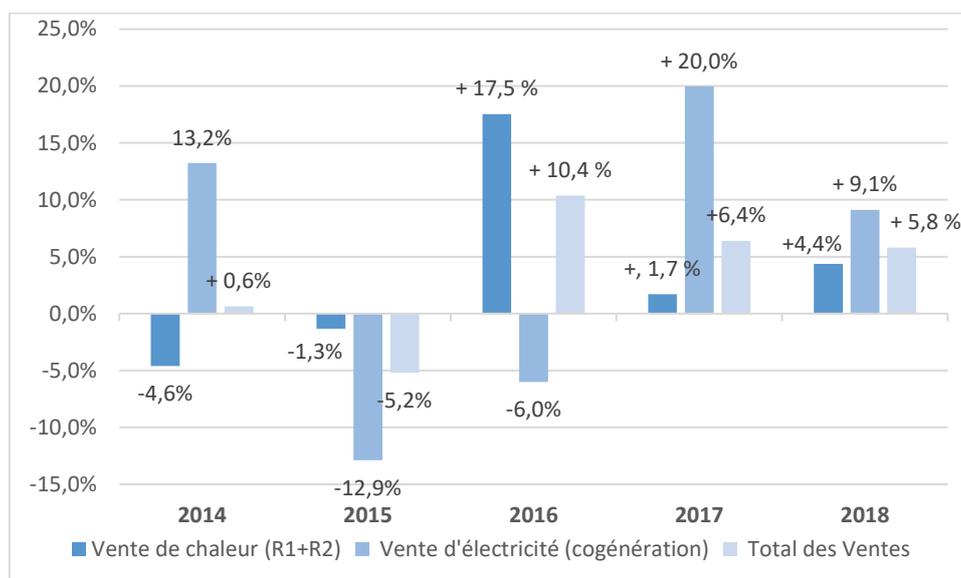
Tableau n° 29 : Les ventes de chaleur et d'électricité

	2013	2014	2015	2016	2017	2018	Évolution 2018/2014 (en %)
<b>1 - Total des Ventes de produits (1 = 2 + 3) :</b>	<b>5 606 830</b>	<b>5 642 685</b>	<b>5 351 968</b>	<b>5 906 739</b>	<b>6 286 732</b>	<b>6 648 832</b>	<b>17,8</b>
Part variable (R1)	2 472 756	2 198 626	2 379 066	2 590 718	2 629 974	2 746 983	24,9
Part fixe (R2)	1 484 572	1 576 434	1 345 730	1 786 473	1 821 861	1 899 498	20,4
<b>2 - Total vente de chaleur (R1+R2)</b>	<b>3 957 328</b>	<b>3 775 060</b>	<b>3 724 796</b>	<b>4 377 191</b>	<b>4 451 835</b>	<b>4 646 481</b>	<b>23,1</b>
En % du total des ventes	70,6	66,9	69,6	74,1	70,8	69,9	
<b>3 - Vente d'électricité (cogénération)</b>	<b>1 649 502</b>	<b>1 867 625</b>	<b>1 627 172</b>	<b>1 529 548</b>	<b>1 834 897</b>	<b>2 002 351</b>	<b>7,2</b>
En % du total des ventes	29,4	33,1	30,4	25,9	29,2	30,1	

Source SMIREC

Les produits des ventes sont en hausse de 7,2 %, sur l'ensemble de la période. Toutefois cette hausse n'est pas constante.

Graphique n° 7 : Évolution des recettes de vente des produits



Source : CRC d'après les réponses de l'ordonnateur

Les produits issus de la vente de chaleur sont difficilement prévisibles car fortement dépendants de la rigueur climatique et de la performance énergétique des bâtiments.

La rigueur climatique est calculée en degrés jours unifiés (DJU). Le DJU est une unité basée sur la différence entre la température extérieure et une température de référence (généralement 18 °C) pendant la période de chauffe, ce qui permet de réaliser des estimations de consommation d'énergie thermique pour maintenir le confort thermique d'un bâtiment. Le nombre de DJU figurant au rapport d'activité du SMIREC pour la régie est constitué par la moyenne du nombre de DJU correspondant aux périodes de chauffe des bâtiments des bailleurs Seine-Saint-Denis Habitat et Plaine Commune Habitat, les deux bailleurs qui représentent la majorité des bâtiments chauffés.

Le nombre de DJU est globalement en baisse depuis 1950 du fait du phénomène de réchauffement climatique. Cette diminution rend plus difficile encore l'équilibre économique du SMIREC et la rentabilisation de ses investissements.

Pour ce qui est de la performance énergétique des bâtiments, le SMIREC indique qu'un bâtiment basse consommation consomme entre trois et quatre fois moins au m<sup>2</sup> qu'un bâtiment des années 80. La réglementation thermique est plus stricte aujourd'hui et les bailleurs mènent soit des campagnes de réhabilitation (réhabilitation des bâtiments Verlaine et Salengro en 2014 et 2015), soit des projets consistant à détruire et dé-raccorder de vieux ensembles pour construire de nouveaux bâtiments (programme Debussy déconstruit en 2017 et raccordement Résidence du Parc en 2015 notamment).

En raison de ces aléas, les ventes de chaleur ne reflètent qu'imparfaitement l'évolution du réseau en termes de raccordements. Les ventes de chaleur liées à la production d'ECS sont plus représentatives du niveau de raccordement, le ratio de consommation étant quasi-invariable selon les constructions.

De 2013 à 2014, les ventes de chaleur ont baissé de 8,1 % en raison de la douceur climatique exceptionnelle de l'année 2014. Par la suite, la reprise de la rigueur climatique jointe à de nouveaux raccordements effectués fin 2015 entraîne une augmentation importante des ventes en 2016. À compter de 2017, les ventes diminuent à nouveau en raison des réglages en sous-stations, initiés en 2017 et qui se poursuivent en 2018, en vue d'optimiser leur fonctionnement et de fournir une température plus adaptée.

**Tableau n° 30 : Comparaison des volumes livrés et des recettes de vente de la chaleur**

	2013	2014	2015	2016	2017	2018	Évolution 2018/2014 (en %)
Vente chauffage (MWh)	49 200	39 418	39 409	52 425	51 807	48 027	+ 21,8
Ventes d'ECS (m <sup>3</sup> )	195 085	212 813	208 754	222 639	221 077	227 089	+ 6,7
Chaleur totale vendue (MWh)	61 948	53 271	53 506	70 536	69 719	65 752	+ 23,4
Rigueur climatique (DJU)	2 482	1 831	1 984	2 247	2 298	2 253	+ 23,0
Recettes vente de chaleur (en €)	3 957 328	3 775 050	3 724 796	4 371 191	4 451 835	4 646 481	+ 23,1
Ratio recettes vente de chaleur/DJU pour La Courneuve	1 594	2 062	1 877	1 945	1 937	2 062	

Source : SMIREC

Sur la période 2014-2018, les ventes de chauffage et les recettes de vente de chaleur (R1+R2) ont augmenté respectivement de 21,8 % et 23,4 %. Cette progression est toutefois à nuancer car l'année 2014 était une année d'une douceur exceptionnelle. Le ratio de recettes de vente de chaleur / DJU permet d'évaluer l'activité du SMIREC indépendamment de la rigueur climatique : on s'aperçoit alors que ce ratio est égal en 2014 et 2018, mais inférieur pendant les années intermédiaires.

Les recettes augmentent sous les effets conjugués de la progression des ventes ainsi que de l'actualisation du tarif.

**Tableau n° 31 : Évolution des ventes d'électricité**

	2013	2014	2015	2016	2017	2018	Évolution 2018/2014 (en %)
Quantité MWh	14 342	13 904	14 069	14 514	14 187	13 828	- 0,5
Produits € HT	1 649 502	1 867 625	1 627 172	1 529 548	1 834 897	2 002 351	+ 7,2
€ HT/MWh	115	134	116	105	129	145	+ 8,2

Source : SMIREC

La vente d'électricité produite par la centrale de cogénération représente environ 30 % des recettes, en forte augmentation en 2017 et 2018. Les produits issus de la vente de l'électricité ont progressé de 8,2 % alors même que les quantités livrées sont sensiblement les mêmes sur la période.

Cette ressource stable, produite à partir d'une énergie fossile, apparaît essentielle à l'équilibre budgétaire du SMIREC. L'abandon de la centrale de cogénération est toutefois prévu en 2023, au terme du contrat de vente de l'électricité. La perte de ressource qui en découlera sera partiellement compensée par une diminution des achats de gaz, étant donné que la cogénération nécessitait d'utiliser du gaz pour produire de l'électricité

### 5.2.1.2.2 La participation des budgets annexes au budget général

Afin de prendre en compte les charges supportées par le SMIREC pour le pilotage des activités distinctes de la gestion du réseau de La Courneuve, chaque budget annexe reverse au budget principal une participation. Celle-ci est calculée à partir de la somme des charges courantes (locaux, petits matériels et fournitures, etc.) et de personnel affectées à la fonction support, d'une part, et d'une clé de répartition représentative de la participation des fonctions support du SMIREC à chaque service d'autre part. Cette clé de répartition est révisée chaque année en fonction du poids de chaque budget dans l'activité du SMIREC.

Tableau n° 32 : Les participations des budgets annexes

	2013 (pour partie)	2014	2015	2016	2017	2018	Évolution 2018/2014 (en %)
<b>Abonnés de La Courneuve</b>	<b>Sans objet</b>	<b>50 074</b>	<b>42 128</b>	<b>31 365</b>	<b>36 324</b>	<b>33 114</b>	- 34
Personnel		32 364	28 678	23 535	24 528	24 259	- 25
Charges générales		17 710	13 450	7 830	11 796	8 855	- 50
<b>« Saint-Denis » DSP</b>	<b>73 515</b>	<b>55 964</b>	<b>67 938</b>	<b>198 856</b>	<b>192 319</b>	<b>272 423</b>	+ 387
Personnel	25 533	36 172	46 250	149 216	129 859	199 570	+ 452
Charges générales	47 982	19 792	21 688	49 640	62 460	72 853	+ 268
<b>Pôle administratif</b>	<b>23 315</b>	<b>52 762</b>	<b>13 966</b>				
Personnel	15 203	34 103	9 500				
Charges générales	8 112	18 659	4 466				
<b>Total</b>	<b>96 829</b>	<b>158 800</b>	<b>124 032</b>	<b>230 221</b>	<b>228 644</b>	<b>305 536</b>	+ 92

Source : d'après les comptes de gestion

De 2014 à 2018, le montant des frais de pilotage a presque doublé.

Le budget du réseau « Saint-Denis » est le premier contributeur en termes de montant. Sa participation a beaucoup progressé entre 2015 et 2016. Selon le SMIREC, cette augmentation est due au renforcement de son équipe à partir de 2016, ce qui lui a permis de consacrer plus de temps au suivi de la DSP, ainsi qu'au projet d'extension à la commune d'Aubervilliers qui a nécessité une mobilisation importante de son personnel. Les remboursements de frais de ce budget sont limités par l'enveloppe de la redevance de contrôle de la délégation, prévue au contrat.

À l'inverse, la participation du budget des abonnés de La Courneuve a diminué d'un tiers.

Le budget « Pôle administratif » n'enregistre plus aucun mouvement vers le budget général depuis 2015 car les frais de pilotage étaient liés au suivi de l'opération de construction des installations de chauffage par le SMIREC qui a duré jusqu'à cette année-là.

### 5.2.1.3 Le résultat de la section d'exploitation en progression

L'excédent brut d'exploitation (EBE) a plus que doublé depuis 2014, année complète de fonctionnement.

(en €)	2013	2014	2015	2016	2017	2018	Évolution 2014/2018 (en %)
<b>Excédent brut d'exploitation</b>	<b>774 576</b>	<b>673 610</b>	<b>577 884</b>	<b>466 740</b>	<b>1 230 129</b>	<b>1 834 272</b>	172,3
<b>En % du produit total</b>	<b>13</b>	<b>12</b>	<b>11</b>	<b>8</b>	<b>19</b>	<b>26</b>	

Source : d'après les comptes de gestion

Il faut toutefois distinguer deux périodes :

- jusqu'en 2016, l'EBE représente entre 8 % et 13 % du produit total ;
- à partir de 2017, sous l'effet conjugué de la progression des produits et de la maîtrise des charges, l'EBE atteint successivement 19 % puis 26 % du produit total.

La capacité d'autofinancement (CAF) brute suit la même tendance.

Cependant, le montant de 2,159 M€ de l'année 2017 doit être relativisé en raison du niveau élevé des produits exceptionnels perçus durant cet exercice. Selon le SMIREC, ces produits comprennent des dommages-intérêts versés au titre d'un contentieux relatif à la cogénération (0,994 M€) et à l'indemnisation d'un sinistre survenu dans le cadre de la réhabilitation des forages. La CAF brute de l'année 2017, diminuée de cette recette exceptionnelle, s'établirait à 1,165 M€ et la CAF nette à 0,578 M€.

La CAF nette, négative en 2015 et 2016, s'est redressée à partir de 2017, pour atteindre 0,83 M€ en 2018. Cette situation est cependant fragile en raison de la volatilité des tarifs des combustibles et de la progression de la charge de la dette. Les possibilités d'amélioration de la CAF sont par ailleurs fortement limitées par la volonté du SMIREC de ne pas augmenter le tarif des anciens abonnés.

## 5.2.2 Un niveau d'endettement croissant

### 5.2.2.1 Des investissements financés majoritairement par l'emprunt

En 2013, lors de la création du SMIREC, la dette était éteinte mais les installations étaient vieillissantes et nécessitaient des travaux d'investissement conséquents.

Le SMIREC a engagé des travaux importants qui ont débuté en 2015 et atteint un pic en 2016. Les principales opérations sont les suivantes :

- réhabilitation des quatre puits historiques de La Courneuve (2016) ;
- rénovation de la centrale géothermique nord (2016) ;
- installation de pompes immergées dans les deux puits de production (2016) ;
- interconnexion des réseaux de chaleur comprenant également le raccordement de la résidence du Parc (2015-2018) ;
- réalisation d'un nouveau puits de réinjection (2017) ;
- installation de pompes à chaleur (2018-2019).

**Tableau n° 33 : Évolution du financement des investissements**

	2013	2014	2015	2016	2017	2018	Total cumulé
CAF brute avant impôts sur les bénéfiques	682 110	878 953	434 250	381 830	2 158 721	1 739 589	6 275 453
<b>Impôts sur les bénéfiques ou assimilés</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	
<b>CAF brute</b>	<b>682 110</b>	<b>878 953</b>	<b>434 250</b>	<b>381 830</b>	<b>2 158 721</b>	<b>1 739 589</b>	<b>6 275 453</b>
Annuité en capital de la dette (hors autres dettes)	0	93 435	557 206	576 154	586 453	910 509	2 723 756
<b>CAF nette</b>	<b>682 110</b>	<b>785 518</b>	<b>- 122 956</b>	<b>- 194 324</b>	<b>1 572 268</b>	<b>829 080</b>	<b>3 551 697</b>
<b>Subventions d'investissement</b>	<b>1 097 631</b>	<b>460 013</b>	<b>199 832</b>	<b>0</b>	<b>709 420</b>	<b>1 365 738</b>	<b>3 832 634</b>
Financement propre disponible	<b>1 779 741</b>	<b>1 245 531</b>	<b>76 876</b>	<b>- 194 324</b>	<b>2 281 688</b>	<b>2 194 817</b>	<b>7 384 331</b>
<b>Besoins d'investissement</b>	<b>374 256</b>	<b>343 192</b>	<b>2 610 622</b>	<b>8 702 266</b>	<b>5 465 638</b>	<b>4 588 288</b>	<b>22 084 262</b>
Financement disponible ou besoin de financement	<b>1 405 485</b>	<b>902 339</b>	<b>- 2 533 746</b>	<b>- 8 896 590</b>	<b>- 3 183 950</b>	<b>- 2 393 471</b>	<b>- 14 699 932</b>
Nouveaux emprunts de l'année	<b>3 223 381</b>	<b>5 779 633</b>	<b>0</b>	<b>1 583 000</b>	<b>5 200 000</b>	<b>1 000 000</b>	<b>16 786 014</b>
Mobilisation du fonds de roulement global	4 628 866	6 681 972	- 2 533 746	- 7 313 589	2 016 100	- 1 393 471	2 086 132

Source : d'après les comptes de gestion

Sur la période sous revue, les besoins de financement des investissements s'établissent à 0,37 M€ en 2013, culminent à 8,70 M€ en 2016 et baissent ensuite en 2017 et 2018. Le montant cumulé atteint 22,08 M€ sur l'ensemble de la période.

Ces investissements sont financés à hauteur d'environ un tiers (7,3 M€) par les ressources propres, mobilisant à parts quasiment égales la CAF nette (3,5 M€) et par les subventions (3,8 M€).

Les subventions proviennent majoritairement de l'ADEME. Pour l'interconnexion des réseaux nord et sud, le SMIREC a bénéficié également d'un appui financier de l'État. L'octroi des subventions est subordonné à la condition que la production marginale liée à l'extension, et non celle du réseau dans son ensemble, présente un taux d'EnR&R de plus de 50 %. Le SMIREC privilégie aujourd'hui un travail préalable avec l'ADEME. Ceci lui permet d'adapter son projet en vue de recevoir des subventions plutôt que de déposer un projet terminé, ce qui pourrait l'exposer à ne recevoir aucune subvention. Il indique avoir perçu les sommes de 3 115 358 € pour le doublet géothermique et de 442 400 € pour l'interconnexion des réseaux nord et sud.

Les perspectives de subvention sont améliorées pour l'année à venir car le budget du fonds chaleur de l'ADEME pour 2020 a augmenté de 78 % par rapport à celui de l'année 2017 (350 M€ pour 2020).

Après mobilisation des ressources propres, il reste 14,7 M€, à financer, soit les deux tiers des besoins de financement. Afin d'y répondre, le SMIREC a souscrit de nouveaux emprunts chaque année depuis 2013 (à l'exception de l'année 2015) pour un montant total de 16,768 M€, soit 2,086 M€ de plus que les dépenses correspondantes, abondant d'autant le fonds de roulement global sur la période.

**Tableau n° 34 : Évolution de la dette**

	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Annuité en capital de la dette	0	93 435	557 206	576 154	586 453	910 509
Charge d'intérêts	35 357	99 788	162 377	136 092	156 099	238 526
<b>Annuité totale de la dette</b>	<b>35 357</b>	<b>193 223</b>	<b>719 582</b>	<b>712 246</b>	<b>743 152</b>	<b>1 149 035</b>
Encours de dette au 31 déc.	3 223 418	8 909 617	8 352 411	9 359 257	13 972 804	14 062 295
<b>Capacité de désendettement en années (dette / CAF brute)</b>	<b>5,3</b>	<b>5,5</b>	<b>8,8</b>	<b>9,5</b>	<b>10,4</b>	<b>8,9</b>

Source : d'après les comptes de gestion

L'encours de la dette s'établit à 14,06 M€ fin 2018. Le budget primitif de 2019 autorise la souscription d'un nouvel emprunt d'un montant de 1,28 M€.

**Tableau n° 35 : Taux d'intérêt moyen du remboursement de la dette**

En %	2014	2015	2016	2017	2018
<b>Taux d'intérêt moyen</b>	<b>3,58</b>	<b>1,90</b>	<b>1,68</b>	<b>1,67</b>	<b>1,57</b>

Source : SMIREC

Les emprunts appartiennent tous à la catégorie A1 de la charte de bonne conduite entre les établissements bancaires et les collectivités locales<sup>52</sup>. La plus grande part de la dette a été conclue à taux fixe : un seul contrat, pour un montant nominal de 2,22 M€, est à taux variable.

<sup>52</sup> Charte signée en 2009 par les établissements bancaires et les collectivités territoriales : circulaire n° IOCB 1015077 C.

### 5.2.2 Une trésorerie disproportionnée

Tableau n° 36 : Évolution de la trésorerie arrêtée au 31 décembre de l'année

	2013	2014	2015	2016	2017	2018	Évolution 2013/2018 (en %)
1 - Dotations et réserves	14 834 187	14 743 533	14 988 238	14 950 696	13 851 983	14 968 053	+ 0,9
2 - Résultat d'exploitation	- 90 654	244 705	- 37 543	- 1 098 713	1 116 070	324 326	- 457,8
3 - Subventions d'investissement	2 113 952	2 493 486	2 594 189	2 489 512	3 468 918	4 678 713	+ 121,3
4 - Provisions pour risques et charges	1 118 925	1 118 925	1 019 577	734 577	614 577	614 577	- 45,1
<b>5 - Ressources propres (Somme 1 à 4)</b>	<b>17 976 410</b>	<b>18 600 649</b>	<b>18 564 461</b>	<b>17 076 072</b>	<b>19 051 548</b>	<b>20 585 668</b>	<b>+ 14,5</b>
6 - Dettes financières (hors obligations)	3 223 418	8 909 617	8 352 411	9 359 257	13 972 804	14 062 295	+ 336,3
7 - Immobilisations	12 501 957	12 130 423	14 070 775	20 902 821	25 475 744	28 492 825	+ 127,9
<b>8 - Fonds de roulement net global (5 – (7-6))</b>	<b>8 697 872</b>	<b>15 379 843</b>	<b>12 846 097</b>	<b>5 532 508</b>	<b>7 548 608</b>	<b>6 155 138</b>	<b>- 29,2</b>
<b>En nombre de jours de charges</b>	<b>613</b>	<b>1 095</b>	<b>967</b>	<b>378</b>	<b>506</b>	<b>419</b>	<b>- 31,7</b>
<b>9- Besoin en fonds de roulement</b>	<b>491 089</b>	<b>905 893</b>	<b>1 478 013</b>	<b>2 086 596</b>	<b>1 293 861</b>	<b>1 836 799</b>	<b>+ 274,0</b>
10 - Trésorerie (8 – 9)	8 206 782	14 473 950	11 368 084	3 445 912	6 254 747	4 318 338	- 47,4
<b>En nombre de jours de charges</b>	<b>578,4</b>	<b>1 030,4</b>	<b>855,7</b>	<b>235,3</b>	<b>419,1</b>	<b>294,0</b>	<b>- 49,2</b>

Source : d'après les comptes de gestion

Le SMIREC a hérité les excédents constitués préalablement à sa création. L'ordonnateur explique que son prédécesseur avait, en effet, souscrit dès 2013 des emprunts afin de bénéficier de taux avantageux pour l'époque. Des difficultés liées au manque de personnel ont ensuite retardé l'exécution des travaux d'investissement. En outre, de 2013 à 2018 les emprunts contractés ont été supérieurs de 2 M€ au montant nécessaire pour procéder aux travaux programmés sur la période.

Il a maintenu de ce fait, durant toute cette période, un niveau de réserves très élevé, d'environ 14 M€. La trésorerie atteint jusqu'à 1 030 jours de charges en 2014. Elle diminue ensuite tout en demeurant très conséquente (294 jours en 2018).

Cette pratique a entraîné d'importants frais financiers et de remboursement en capital de la dette qui ont dégradé la capacité d'autofinancement du SMIREC.

### 5.2.3 Les perspectives

Comme indiqué au point 3.2.1.1, le doublet géothermique sud sera peut-être abandonné en 2022/2025.

Dans le même temps, à compter de 2023, le prix de rachat de l'électricité par EDF ne sera plus garanti et les recettes de cogénération, d'un montant de 1,6 M€ en 2018, seront certainement en baisse ou nulles si la cogénération est arrêtée.

Le SMIREC devra donc organiser autrement sa production. Il hésite actuellement entre plusieurs scénarios présentés lors des débats d'orientation budgétaire de 2019 et 2020 avec le PPI et le plan de financement afférents. Ces PPI n'ont toutefois pas fait l'objet d'une délibération du comité syndical car le SMIREC considère que, présentés à l'appui des débats d'orientation budgétaire, ils sont automatiquement adoptés.

### Le scénario présenté en 2018 lors du DOB de 2019

Les travaux prévus au PPI de 2018 concernent à la fois les nouveaux investissements, pour 30,4 M€ et les opérations de GER, pour 8,4 M€, soit un total général de 38,8 M€.

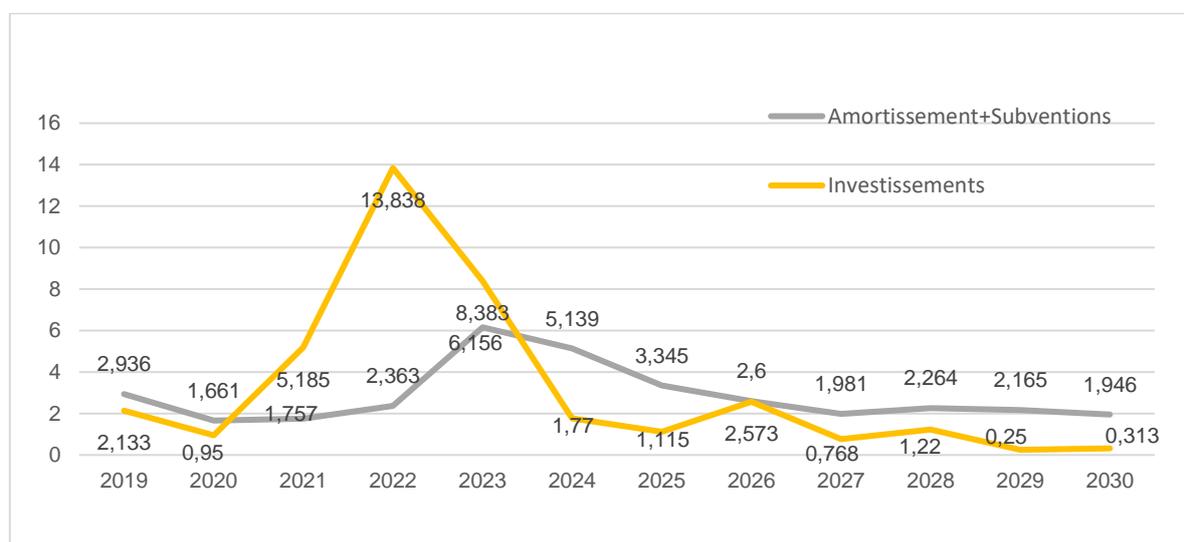
**Tableau n° 37 : Les investissements prévus au PPI de 2018**

		2017-2018	2019-2030
<b>Nouveaux Investissements</b>	<b>Géothermie</b>	6 950 000	16 900 000
	<b>Chaufferie</b>	60 000	400 000
	<b>Réseau</b>	521 000	10 150 000
	<b>Sous-stations</b>	615 000	2 980 000
	<b>Sous-Total NI</b>	<b>8 146 000</b>	<b>30 430 000</b>
<b>GER</b>	<b>Géothermie</b>	60 000	2 315 000
	<b>Chaufferie</b>	238 000	2 038 000
	<b>Réseau</b>	310 000	1 290 000
	<b>Sous-stations</b>	640 000	2 750 000
	<b>Sous-total GER</b>	<b>1 248 000</b>	<b>8 393 000</b>
<b>Total général</b>		<b>9 394 000</b>	<b>38 823 000</b>

Source : CRC d'après données du PPI de 2018

La plus grande part des travaux d'investissements est prévue entre 2021 et 2023, pour un montant de 27,5 M€, qui correspond notamment à la réalisation d'un nouveau forage et d'une centrale géothermale dans le quartier des Clos pour 15 M€. Ce pic d'investissement s'accompagne d'un décalage conséquent avec le niveau des amortissements et subventions disponibles : ainsi, en 2022, le montant des travaux prévus est de 13,84 M€ alors que la capacité de financement n'est que de 2,36 M€.

**Graphique n° 8 : Le PPI de 2018 et son financement (en M€)**



Source : CRC, d'après les données de la prospective annexée au ROB 2019

Le SMIREC a élaboré un plan prévisionnel de financement.

Celui-ci repose sur une hausse de 21,3 % des volumes vendus, de 10,6 % du prix moyen annuel de vente de la chaleur et de 34 % des produits issus de la vente de chaleur sur la période 2019-2030. À partir de 2024, avec l'abandon de la cogénération, la vente de chaleur devient la seule recette de la régie. Corrélativement, la baisse de 38,4 % des achats de combustibles, essentiellement consécutive à l'arrêt de la production d'électricité, permet de maintenir l'équilibre de la section d'exploitation même si celui-ci demeure très fragile jusqu'en 2025.

**Tableau n° 38 : Évolution prévisionnelle des volumes vendus, des tarifs et des recettes**

	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Évolution 2019/2030 (en %)
<b>Nombre de MWh vendus</b>	76 000	77 899	81 825	86 158	86 363	92 510	94 722	95 822	91 750	91 750	91 193	92 193	+ 21,31
<b>Prix moyen annuel R1 + R2 (en € /MWh)</b>	69,17	71,82	73,22	74,52	74,91	75,15	75,51	75,73	76,19	76,37	76,5	76,5	+ 10,6
Vente chaleur, (en M€) (R1)	3,35	3,63	3,89	4,19	4,36	4,54	4,67	4,75	4,55	4,56	4,6	4,6	+ 37
Vente chaleur, (en M€) (R2)	1,9	1,98	2,1	2,23	2,33	2,41	2,48	2,52	2,44	2,44	2,45	2,45	+ 29
<b>total vente chaleur (en M€)</b>	5,26	5,6	5,99	6,42	6,69	6,95	7,15	7,26	6,99	7	7,05	7,05	+ 34
<b>vente électricité (en M€)</b>	1,6	1,6	1,6	1,6	0,8							0	
<b>Total vente de produits (en M€)</b>	6,86	7,2	7,59	8,02	7,49	6,95	7,15	7,26	6,99	7,01	7,05	7,05	+ 2,85

Source : CRC d'après les données du SMIREC

Le financement disponible est essentiellement constitué des provisions pour amortissements et des subventions (le résultat prévisionnel d'exploitation étant très accessoire). Afin d'atténuer l'incidence de l'extension du réseau sur le tarif, le SMIREC, en lien avec l'EPT Plaine Commune, a obtenu une participation au financement des réseaux de la part des aménageurs. Dans les ZAC, le financement du réseau est donc partagé entre :

- le SMIREC pour le réseau structurant,
- l'aménageur pour le réseau de la ZAC,
- l'abonné pour le raccordement.

Dans le cadre du PPI, la participation des aménageurs, pour l'ensemble des deux ZAC de La Courneuve (KDI et des 6 routes) est évaluée à 5,4 M€, soit environ 15 % du PPI. Les opérations étant prévues à l'horizon 2022, les conventions ne sont pas encore signées.

Le programme d'investissements devra donc être porté par l'emprunt. Le syndicat prévoit la souscription de 19,9 M€ entre 2019 et 2024, dont 7 M€ en 2022.

**Tableau n° 39 : Évolution de l'encours de la dette et de la capacité de désendettement**

En M€	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
<b>Résultat annuel</b>	- 0,60	0,33	0,46	0,3	0,24	0,64	- 0,08	1,01	0,9	0,97	1,01	1,07
<b>+ Dotations aux amortissements</b>	1,79	1,79	1,86	2,06	2,27	2,6	2,62	2,57	2,66	2,63	2,66	2,65
<b>- Reprise subventions</b>	0,26	0,29	0,29	0,3	0,32	0,48	0,6	0,65	0,68	0,68	0,69	0,7
<b>CAF brute</b>	0,93	1,83	2,02	2,06	2,2	2,76	1,95	2,93	2,87	2,92	2,98	3,01
<b>Annuité en capital de l'emprunt</b>	0,97	1,03	1,04	1,3	1,66	1,92	1,8	1,81	1,81	1,82	1,83	1,26
<b>CAF nette</b>	- 0,04	0,8	0,99	0,76	0,53	0,83	0,15	1,13	1,06	1,1	1,15	1,76
<b>Encours de la dette au 1<sup>er</sup> janvier</b>	3,93	3,86	2,83	6,8	12,5	15,83	15,91	14,11	11,17	9,36	7,54	5,71
<b>Nouveaux emprunts</b>	0,9		5	7	5	2						
<b>Encours dette au 31 décembre</b>	3,86	2,83	6,8	12,5	15,83	15,91	14,11	11,18	9,36	7,54	5,71	2,7
<b>Capacité de désendettement (en années)</b>	4,14	1,55	3,36	6,06	7,21	5,77	7,25	3,81	3,26	2,58	1,92	0,90

Source : CRC d'après les données du SMIREC

En conséquence, l'annuité de remboursement en capital de l'emprunt double entre 2019 et 2024, se stabilise ensuite à ce niveau et ne commence à diminuer que la dernière année. La capacité de désendettement atteint en 2023 un pic de 7,25 années pour rejoindre ensuite un niveau inférieur à 2 ans en fin de période. Elle reste à un niveau acceptable en raison d'une très forte hausse de la CAF brute.

Malgré ce recours conséquent à l'emprunt, les besoins en financement des investissements ne sont pas totalement couverts. En 2022, le SMIREC devra donc mobiliser l'intégralité de ses réserves pour équilibrer son budget. Dès l'année suivante, ces réserves se reconstituent progressivement par la voie de l'emprunt.

#### Le scénario présenté lors du DOB de 2020

Le SMIREC ayant constaté le particulièrement bon rendement du doublet géothermique nord, mis en service en 2017, envisage dans le dernier plan pluriannuel de financement, examiné au cours du DOB de 2020, de ne pas remplacer le doublet géothermique sud.

Les investissements en seraient considérablement réduits : leur montant serait de 20,315 M€ sur la période 2019-2030 dont 11,74 M€ de nouveaux investissements et 8,575 M€ de GER.

**Tableau n° 40 : Les investissements prévus au PPI de 2019**

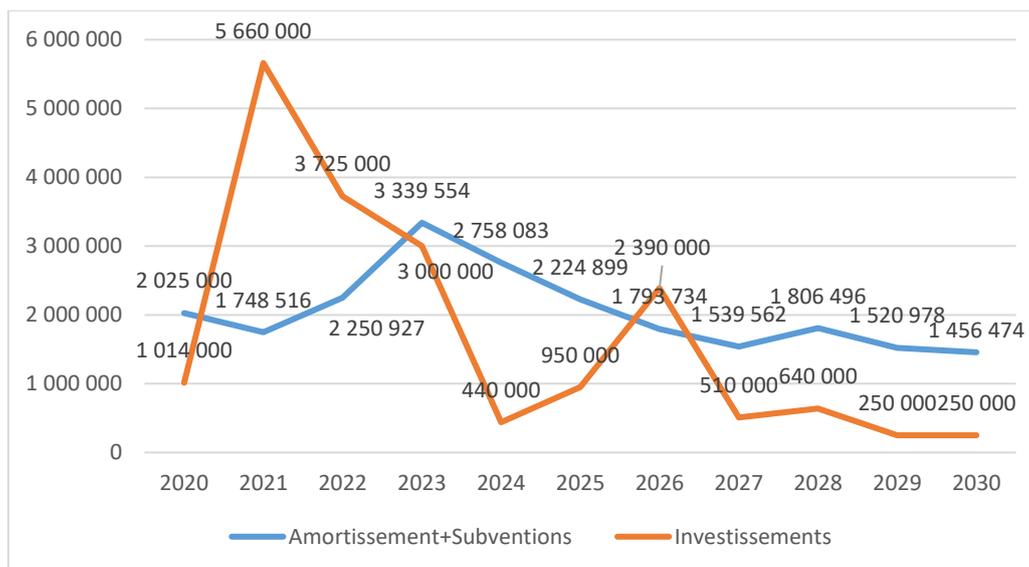
		2019-2030
<b>Nouveaux Investissements</b>	Géothermie	675 000
	Chaufferie	810 000
	Réseau	7 050 000
	Sous-stations	3 205 000
	<b>Sous-Total NI</b>	<b>11 740 000</b>
<b>GER</b>	Géothermie	1 625 000
	Chaufferie	2 460 000
	Réseau	1 290 000
	Sous-stations	3 200 000
	<b>Sous-total GER</b>	<b>8 575 000</b>
<b>Total général</b>		<b>20 315 000</b>

Source : CRC d'après données du PPI 2019

Le pic d'investissement se situerait durant la période 2021-2023. Les principales dépenses sont l'installation de pompes à chaleur sur la chaufferie sud en 2020 (750 000 €), le raccordement de la ZAC KDI (3 M€ répartis en 2020 et 2021), de la ZAC des 6 routes (1,5 M€ répartis en 2021 et 2022), du Mail de Fontenay (1,2 M€ en 2022) et la rénovation des chaufferies nord et sud (600 000 € pour 2020 et 2021).

Le décalage avec le financement disponible (subventions + amortissements) demeure mais est atténué : en 2021, le montant des travaux prévus est de 5,66 M€ alors que la capacité de financement n'est que de 1, 748 M€. Dès 2023 toutefois, le niveau des amortissements et subventions devient supérieur à celui des investissements, sauf pour l'année 2026.

**Graphique n° 9 : Le PPI de 2019 et son financement (en M€)**



Source : CRC, selon les données de la prospective annexée au ROB de 2020

Le financement est constitué de subventions à hauteur de 62 000 € et de participation des aménageurs pour 5 182 000 €. Des emprunts seront souscrits en 2021, 2022 et 2023 à hauteur de 5 M€, 2,5 M€ et 1 M€.

Un plan de financement a également été élaboré. Contrairement à la prospective précédente qui prévoyait une augmentation de tarif de 10 % sur l'ensemble de la période, le tarif reste stable dans ce scénario, du fait du faible niveau des investissements ; en 2030, il serait même inférieur de 1 % au tarif de 2020.

**Tableau n° 41 : Évolution prévisionnelle des volumes vendus, des tarifs et des recettes dans le PPI 2018**

	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Évolution 2019/2030 (en %)
<b>Nombre MWh</b>	70 500	71 790	74 605	74 605	80 282	83 179	85 391	89 142	85 953	87 861	89 408	+ 26,82
Variation annuelle MWh (en %)	- 0,50	1,80	+ 3,9	0	+ 7,6	+ 3,6	+ 2,7	+ 4,4	- 3,6	+ 2,2	+ 1,8	
<b>Prix moyen annuel R1 + R2 / MWh</b>	72,67 €	72,75 €	72,92 €	72,92 €	72,90 €	72,89 €	72,98 €	72,94 €	73,21 €	73,17 €	71,91 €	- 1,1
Vente chaleur, en M€ (R1)	3,11	3,16	3,28	3,28	3,54	3,67	3,77	3,95	3,9	3,9	3,9	+ 25,3
Vente chaleur, en M€ (R2)	2,01	2,06	2,16	2,16	2,31	2,39	2,46	2,56	2,48	2,53	2,53	+ 25,7
<b>total vente chaleur en M€</b>	<b>5,12</b>	<b>5,22</b>	<b>5,44</b>	<b>5,44</b>	<b>5,85</b>	<b>6,06</b>	<b>6,23</b>	<b>6,50</b>	<b>6,43</b>	<b>6,43</b>	<b>6,43</b>	<b>+ 25,5</b>
vente électricité en M€	1,8	1,8	1,8	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	
<b>Total vente de produits en M€</b>	<b>6,92</b>	<b>7,02</b>	<b>7,24</b>	<b>5,74</b>	<b>6,15</b>	<b>6,36</b>	<b>6,53</b>	<b>6,8</b>	<b>6,59</b>	<b>6,73</b>	<b>6,73</b>	<b>- 2,81</b>

Source : PPI de 2019

Les hypothèses sur lesquelles reposent ces deux prospectives soulèvent toutefois de nombreuses interrogations :

- Dans le plan de financement de 2018, la prévision d'un volume de vente de chaleur de 76 000 MWh pour 2019 ainsi que d'une augmentation de ce volume de vente de 21,31 % sur la période 2019-2030 apparaît très optimiste.

D'une part, en 2018, la chaleur totale vendue n'était que de 65 752 MWh, soit 15,5 % de moins que ce qui est prévu pour 2019 et le chiffre d'affaires R1 + R2 était de 4 646 481 € (pour 5 257 150 prévu en 2019). D'autre part, le volume des ventes de chaleur n'a augmenté que de 6,13 % entre 2013 et 2018. Une hausse de plus de 20 % sur la période 2019-2030 apparaît donc peu crédible, dans un contexte de réchauffement climatique, de démolition des très grands ensembles et de réglementation thermique obligeant à la construction de bâtiments à faible consommation énergétique.

La prospective de 2019 corrige le volume des ventes pour 2020 en le ramenant à un volume plus réaliste de 70 500 MWh. Toutefois, elle prévoit une augmentation encore plus forte de ce volume sur la période 2019-2030 (de 26,8 %) si bien que le volume attendu en 2030 n'est que légèrement inférieur à celui inscrit dans le PPI de 2018 (89 408 et 92 193 MWh).

- Les deux prospectives se basent sur un montant de charges de personnel inchangé sur l'ensemble de la période 2019-2030 qui est de 480 000 € annuels. Ce montant est légèrement supérieur à celui prévu au budget primitif de 2019 (397 300 €), correspondant à sept agents. À supposer même que l'effectif reste stable, ce qui pourrait être problématique (cf. *supra*), il est improbable que le niveau des charges de personnel reste inchangé, ne serait-ce qu'en raison du glissement vieillesse-technicité.
- Les charges de combustibles ont été calculées avec un prix moyen de gaz hors TICGN de 30 € HT, ce qui constitue le prix moyen HT sur la période sous revue. Cette prévision est incertaine en raison de la volatilité importante du prix du gaz. Or, le second scénario prévoit une consommation accrue du gaz et de l'électricité.

Ces interrogations soulignent la fragilité de ces deux prospectives. S'y ajoute l'incertitude technique de parvenir à tirer suffisamment de chaleur d'un seul doublet géothermique. Or, si le scénario attendu ne se réalise pas, il ne restera que deux ou trois ans au SMIREC avant l'échéance du pic d'investissement de 2022. S'il doit construire un nouveau doublet géothermique, il risque donc à ce moment-là d'avoir à augmenter de façon substantielle ses tarifs. Sinon, il devra augmenter son endettement.

Par ailleurs, le deuxième scénario se traduit par un taux d'EnR&R beaucoup plus réduit, de 67,38 % à l'horizon 2030, alors que ce taux serait de plus de 80 % en cas de construction d'un second doublet géothermique.

**Tableau n° 42 : Taux d'EnR&R de chacun des scénarios**

	Situation actuelle	Scénario avec géothermie sud et PAC	Scénario sans géothermie sud (interconnexion toute l'année)
Géothermie sud avec PAC <sup>53</sup>	9 155	25 774	-
dont électricité	-	2 435	-
Géothermie Nord avec PAC	43 131	39 911	44 689
dont électricité	5 722	5 150	6 434
Cogénération	14 741	-	6 605
Interconnexion	4 372	4 051	13 800
dont électricité	compris dans électricité PAC géothermie nord	compris dans électricité PAC géothermie nord	compris dans électricité PAC géothermie nord
Chaudières gaz	5 860	7 524	12 167
Total	77 259	77 260	77 261
Taux ENR à l'horizon 2030 <sup>54</sup> (en %)	65,93	80,44	67,38

Source : SMIREC

<sup>53</sup> Pompe à chaleur.

<sup>54</sup> Le taux d'ENR est calculé en rapportant à la production totale la production EnR&R. Celle-ci est elle-même calculée en additionnant la géothermie nord et sud et l'interconnexion, et en déduisant la consommation d'électricité des pompes à chaleur.

## **6 LA DELEGATION DE SERVICE PUBLIC**

### **6.1 La méconnaissance des dispositions de la convention de DSP traduit un contrôle insuffisant exercé par le SMIREC**

La DSP était autrefois gérée par la société de distribution de chaleur de Saint-Denis (SDCSD). Arrivée à son terme, la concession a fait l'objet d'une nouvelle mise en concurrence au terme de laquelle la société GDF Suez Énergie Services (GSES) a été désignée comme nouveau délégataire. Le nouveau contrat de délégation de service public a été signé le 7 mars 2014.

#### **6.1.1 L'exercice effectif de la délégation par la société Engie Réseaux**

La DSP a été signée avec la société GSES ayant pour nom commercial Cofely. GSES a créé une filiale, la société PCE, dédiée à l'exécution de la DSP. Un tel montage, qui est relativement fréquent quand de grands groupes prennent en charge des délégations de service public, sert essentiellement à individualiser les comptes de la délégation par rapport à ceux de la maison mère.

Le transfert de l'exploitation s'accompagne d'une rémunération de la société PCE à Engie Réseaux, répartie comme suit :

- 1,491 M€ par an, révisable à chaque échéance trimestrielle ;
- 1,610 M€ par an, au titre des coûts d'assistance à l'exploitation et prestations support. Ce montant est révisable en cas de changement des conditions d'exploitation.

La forfaitisation de ces coûts empêche le délégant de contrôler et d'apprécier les coûts de la DSP.

#### **6.1.2 La méconnaissance des termes de la convention de DSP concernant l'entretien et le renouvellement des installations et équipements**

Aux termes de la convention de DSP, le délégataire doit procéder aux réparations et aux remplacements au moins à l'identique des pièces ou parties d'équipement qui ne relèvent pas du petit entretien (article 26) ainsi que renouveler les ouvrages et équipements nécessaires à l'exploitation du service dont la liste figure dans les annexes 1 et 2 de la convention (article 28). Un programme des travaux de renouvellement des équipements annexé à la convention constitue un engagement minimum pour le délégataire qui, selon l'article 28 précité, devra l'actualiser annuellement dans le cadre de chaque rapport d'activité.

Ce programme conduit au calcul d'une dépense moyenne pluriannuelle servant de base à la dotation d'une provision sur laquelle s'imputent les dépenses GER lorsqu'elles se présentent. Le compte d'exploitation prévisionnel figurant à l'annexe 4E à la convention de DSP prévoit une provision annuelle de 1 781 000 € sur l'ensemble de la durée de la concession.

Ces dispositions sont méconnues.

Malgré l'obligation posée par l'article 28 de la convention de DSP, le délégataire n'a pas actualisé annuellement le programme des travaux de renouvellement. Il faut attendre 2018, avec la signature de l'avenant n° 3, pour qu'un nouveau programme de renouvellement des équipements soit adopté.

La politique de provisionnement ne suit aucunement le plan de provision GER : entre 2014 et 2017, les provisions GER avant reprises totalisent 15,7 M€, ce qui est 2,2 fois supérieur à ce qui est prévu. La société PCE procède ainsi afin de générer un déficit comptable et dégager des gains fiscaux. Toutefois, elle n'a pas justifié ce calcul des provisions, ni remis une note explicative au délégataire comme l'y oblige pourtant l'article 40 de la convention de DSP. La société PCE soutient qu'elle aurait fourni une explication à l'expert-comptable en septembre 2019 et qu'il suivrait une méthode de provisionnement plus adaptée au calendrier de réalisation des travaux. La chambre rappelle toutefois que le compte d'exploitation prévisionnel a un caractère contractuel et que toute modification doit faire l'objet d'un accord exprès du délégant.

**Tableau n° 43 : Tableau récapitulatif des mouvements du compte GER**

Année	Dépenses	Dotations effectuées	Dotations prévues dans le plan de provision figurant à l'annexe 4E	Reprises	Solde	Solde prévu dans le plan de provision figurant à l'annexe 4E
2014	283 477	3 824 000	1 781 000	283 477	3 540 523	401 000
2015	1 044 187	4 381 702	1 781 000	990 184	6 932 041	892 000
2016	1 184 244	2 983 331	1 781 000	1 186 244	8 729 129	1 288 000
2017	1 041 664	4 552 773	1 781 000	1 041 664	12 240 238	1 994 000
2018	1 211 343	3 808 830	1 781 000	1 208 454	14 840 614	2 492 000

Source : Rapports annuels PCE, notamment annexe 4E

Cette démarche de surestimation des provisions est également adoptée pour les provisions relatives aux quotas des gaz à effet de serre : celles-ci sont fondées sur un volume d'émission de gaz à effet de serre excédant le volume réellement émis. Le compte de résultat de la société PCE perd en lisibilité.

Par ailleurs, les articles 41 et 42 de la convention de DSP précisent que le rapport annuel du délégataire doit comprendre un état du compte GER (dépenses et recettes) de l'exercice annuel écoulé et cumulé depuis la prise d'effet du contrat de DSP, ainsi que la justification de cet état.

Le rapport annuel comprend un état des dépenses de travaux d'entretien et de renouvellement, mais aucun détail sur les recettes. Il n'est donc pas possible de déterminer quelle part de recettes R2 doit abonder le compte GER. La convention de DSP n'est pas plus explicite sur ce point.

## 6.2 Les contrats désavantageux passés entre la société PCE et sa société mère ont pour effet d'augmenter les tarifs

### 6.2.1 Le montant des frais de siège et de personnel d'assistance extérieure en augmentation

Tableau n° 44 : Évolution du montant des frais de personnel d'assistance extérieure et de siège selon le contrat et ses avenants

		2014/ 2015	2015/ 2016	2016/ 2017	2017/ 2018	2018/ 2019	2019/ 2020	2020/ 2021	2021/ 2022	2022/ 2023	2023/ 2024
Contrat initial	PAE*	1 491	1 491	1 426	1 426	1 426	1 426	1 426	1 426	1 426	1 426
	PAE* complémentaire	Ligne inexistante									
	Frais de siège	1 610	1 610	1 610	1 610	1 610	1 610	1 610	1 610	1 610	1 610
Avenant n° 2	PAE*	1 491	1 491	1 426	1 426	1 426	1 426	1 426	1 426	1 426	1 426
	PAE* complémentaire	Ligne inexistante									
	Frais de siège	1 610	1 610	1 701	1 701	1 701	1 701	1 701	1 701	1 701	1 701
Avenant n° 3	PAE*	1 491	1 491	1 426	1 426	1 426	1 426	1 426	1 426	1 426	1 426
	PAE* complémentaire	0						39	57	84	275
	Frais de siège	1 610	1 610	1 701	1 701	1 701	1 701	1 860	1 860	1 860	1 860

\* Personnel d'assistance extérieure

Source : convention de DSP et annexes aux avenants 2 et 3

Le poste de personnel d'assistance extérieure représente le coût de la mise à disposition du personnel qui est forfaitisé dans le cadre de la convention d'exploitation déléguée passée entre la société PCE et la société Engie.

Le montant des frais de siège représente environ 6,45 % des dépenses totales. Il est augmenté à chaque extension significative du réseau non prévue dans la convention initiale. Depuis 2014, le montant prévisionnel des frais de siège au compte d'exploitation prévisionnel a été augmenté deux fois. A l'occasion du raccordement de la ZAC Montjoie, l'avenant n° 2 prévoit que ce montant sera augmenté de 91 000 € à compter de 2017 ce qui constitue un coût total de 1 638 000 € sur l'ensemble de la durée de la concession. La raison invoquée était, d'une part, une contrainte calendaire de raccordement dès l'automne 2016 d'un premier ensemble immobilier intégrant un groupe scolaire, un gymnase et une résidence étudiante et, d'autre part, l'impossibilité de participation financière de l'aménageur au coût des antennes en raison de la clôture de son bilan d'opération.

Ces motifs étaient contestables dès lors que le programme prévisionnel de raccordement figurant à l'annexe n° 1 bis de la convention de DSP comprenait la ZAC Montjoie pour une puissance souscrite de 8 798 kW et pour des années d'exploitation courant sur la période 2016-2025. Or, selon les termes de la convention de DSP, la société PCE devait assurer financièrement l'ensemble des travaux recensés dans l'annexe n° 1 bis, sans que soit mentionnée la participation financière éventuelle d'un aménageur.

Logiquement, le raccordement de la ZAC Montjoie n'aurait donc pas dû donner lieu à avenant. Il semble donc que l'augmentation prévue à l'avenant n° 2 était contestable, ou du moins que le SMIREC n'utilise pas de toutes les possibilités de négociation dont il dispose en vue de maintenir les tarifs à un niveau peu élevé.

Par ailleurs, le compte d'exploitation prévisionnel n'est pas prévu en années civiles mais en année décomptée de mai à mai. Or, le rattrapage de 91 000 € de l'année 2017 a été effectué comme si l'augmentation des frais de siège s'effectuait sur l'année 2017 entière.

Ces frais de siège et de personnel doivent encore augmenter puisqu'aux termes du compte d'exploitation prévisionnel annexé à l'avenant n° 3, les frais de siège devraient être portés à la somme de 1,86 M€ à compter de 2020/2021. En outre, l'avenant n° 3 prévoit également l'ajout de dépenses de personnel d'assistance complémentaire à compter de 2021. Ce montant doit progressivement augmenter de 2020/2021 à 2024/2025 pour s'élever finalement 0,275 M€, somme ensuite constante jusqu'à la fin de la délégation. Ce surcoût représente plus de 19 % d'augmentation des frais de personnel correspondant à l'extension d'Aubervilliers, alors que cette portion du réseau est mise en affermage et ne correspond qu'à un peu plus de 10 % de la production en MWh.

### **6.2.2 Dans la pratique, des frais de siège, de personnels et d'assistance extérieure insuffisamment justifiés**

Les articles 42 et 43 de la convention de DSP indiquent que le compte rendu financier doit comprendre une note exhaustive sur les modalités de calcul et de répartition des charges communes, frais de personnel (coûts directs, direction, administratif), frais de siège et que, lors du contrôle des comptes rendus financiers, doit être présenté l'ensemble des pièces comptables ayant servi à l'établissement des comptes d'exploitation, notamment les factures.

Ces informations ne sont pas fournies. Les rapports 2013 à 2017 se contentent de mentionner une « assistance technique » en précisant qu'« *il s'agit des différentes assistances (réglementaire, informatique, financière, juridique ...) apportées par la société ENGIE à Plaine Commune Energie* ». Le rapport d'activité de la société PCE de l'année 2018 explique la hausse des frais généraux par rapport à l'année 2017 en se référant à l'avenant n° 2 et renvoie à une annexe 6.8. Or, cette annexe indique seulement un coût fixe pour chaque trimestre dont le montant est d'un quart des frais généraux annuels, mais ne détaille aucunement les prestations afférentes. Au cours de la contradiction, PCE a fourni un détail des missions exercées avec leur facturation, mais toujours aucune facture, ni aucun détail sur le personnel dédié ou les heures de travail chargées. La société se contente d'indiquer qu'il fournira au SMIREC l'ensemble des justificatifs nécessaires au détail des frais de siège et de personnel tel que visés dans ce document.

Le SMIREC n'a que récemment demandé à la société PCE des justificatifs de ces frais de siège. En réponse, celle-ci n'a fourni que la convention d'exploitation déléguée passée avec Engie et les factures d'Engie de l'année 2018 comprenant un montant trimestriel global sans aucune autre justification.

En ce qui concerne les frais de personnel, la société PCE a fourni au SMIREC, en guise de justificatifs pour chaque année, un organigramme n'indiquant pas si les agents énumérés sont employés à temps partiel ou plein sur les missions et une liste des formations suivies (annexes aux rapports d'activité). Aucune fiche de paie n'est fournie.

Les factures, établies entre PCE et sa maison mère d'un montant global, constituent une simple justification formelle. Ni ces documents, ni les organigrammes et fiches de formation, en l'absence de fiche de paie et de précision sur l'emploi du temps des agents dédiés, ne permettent au SMIREC de vérifier la pertinence des montants des frais de siège et de personnel. La convention d'exploitation déléguée entraîne donc une opacité sur certains frais, dont le montant est pourtant conséquent.

La chambre recommande au SMIREC de mettre en demeure son délégataire de produire le détail de ses frais de siège et de personnel.

**Recommandation n° 2 : Mettre en demeure la société PCE de fournir le détail de ses frais de siège et de personnel.**

### **6.2.3 Un compte d'exploitation prévisionnel basé sur un taux d'emprunt trop élevé**

Le plan de financement de l'annexe VI de la convention initiale prévoyait la souscription en 2013 d'un emprunt de 34,16 M€ au taux de 5,5 %, amortissable sur 20 ans par annuité constante de 2 858 486 €. Ce taux d'emprunt prévisionnel est largement supérieur au taux réel d'emprunt 2013 : la moyenne du taux d'intérêt long terme « Obligations Assimilables au Trésor (OAT)<sup>55</sup> » en France était de 2,2 % en 2013, 1,67 % en 2014, 0,81 % en 2017.

Alors que cette anomalie avait été relevée dans les rapports financiers de la DSP, PCE avait indiqué que le taux de 5,5 % était celui appliqué en 2013 par la société Engie à ses filiales. La chambre observe, toutefois, que le recours à une banque externe aurait été parfaitement possible. Engie et PCE soutiennent aujourd'hui que ce taux correspond à celui du marché applicable aux sociétés cotées « BBB », argument qu'il convient également d'écarter car, en 2014, la société GDF Suez était cotée « A ».

La société PCE n'a pas réalisé ce plan de financement. En 2017, elle a contracté un emprunt avec la maison mère Engie (date d'effet au 20 septembre 2017) pour un montant de 37,3 M€ et sur une durée de 15 ans. Le remboursement intervient par échéances trimestrielles constantes au taux d'intérêt fixe de 1,04 % soit une charge par annuité entière, intérêts compris de 2 858 486 €. Le retard pris dans la signature de l'emprunt est dû à celui de la réalisation des travaux.

Toutefois, du fait de la durée moindre de l'emprunt, qui commence trois années plus tard et s'achève deux années plus tôt que celui envisagé en 2013 et du différentiel de taux d'intérêt, la différence de dépense d'intérêts est de 20 M€ sur la durée de l'emprunt.

Ce montage se traduit par une différence de 20 M€ entre les charges financières prévues au compte d'exploitation prévisionnel et celles réellement supportées par PCE qui peut plus aisément maintenir l'équilibre économique de la DSP. En effet, la surestimation des charges financières dans le compte d'exploitation prévisionnel a eu pour effet une hausse de tarif R2 induite au détriment du SMIREC et de ses usagers.

Les sociétés Engie et PCE soutiennent, d'une part, qu'Engie avait accepté de contracter un emprunt moins élevé afin de soutenir sa filiale PCE qui rencontrait des difficultés d'exploitation et, d'autre part, que le taux d'emprunt correspond à celui appliqué aux entreprises cotées « BBB », comme c'est le cas de la société Engie Energie Services. Toutefois, l'absence de perception de trimestrialités de remboursement pendant les trois premières années de la délégation laisse à penser que ce montage était prévu à l'avance. En outre, seule la durée du prêt a été réduite mais le montant des trimestrialités de remboursement reste strictement le même, à l'euro près, ce qui est contradictoire avec l'argument selon lequel le nouveau prêt devait permettre à PCE de résoudre les difficultés financières rencontrées au cours de ses trois premières années d'exploitation. Au surplus, l'agence de notation Fitch avait accordé en octobre 2017 la notation « A » à la société Engie. Dès lors, l'application d'un taux appliqué aux entreprises notées « BBB » n'est pas justifiée.

### **6.3 L'absence d'incitation à une meilleure performance financière et environnementale**

Le contrat de DSP se caractérise par une absence d'incitation à une meilleure performance financière et environnementale.

---

<sup>55</sup> Les OAT, ou Obligations assimilables au Trésor, sont des emprunts émis par l'État pour son financement, pour une durée pouvant aller de 7 à 30 ans. Le taux d'intérêt des OAT sert de référence pour les organismes prêteurs pour établir les taux de crédit à taux fixes.

Cette absence d'incitation financière est d'autant plus préoccupante que :

- le programme prévisionnel de raccordement annexé au contrat de DSP (annexe n° 1 bis) s'arrête en 2020 : après cette date, aucun objectif contraignant en termes de raccordement ou d'extension du réseau n'est posé, sauf pour les extensions dépassant le seuil de rentabilité fixé à 6 MWh/ml.
- le contrat de DSP n'impose qu'un taux d'EnR&R de 50 %, qui a été atteint dès 2017. Malgré la période très longue de la concession, de 25 ans, aucun autre objectif de performance environnementale contraignant n'a été posé ; seul un taux de 60 % est mentionné à titre incitatif. Il est vrai toutefois que le compte d'exploitation prévisionnel annexé à la convention calcule le terme R1C<sub>2</sub> sur la base d'un taux d'EnR&R de 60 % à partir de 2017.

La chambre recommande au SMIREC de demander une révision du compte d'exploitation prévisionnel, notamment pour y inscrire le niveau réel des charges financières supportées afin que les tarifs reflètent mieux les coûts et que le SMIREC soit plus incité à améliorer ses performances financières et environnementales.

En réponse, le SMIREC indique avoir adressé deux courriers à la société PCE en septembre 2019 et avril 2020 l'interpellant et lui demandant des précisions sur le détail de ses frais de personnel et de siège, le caractère excessif de ses taux d'emprunt et de ses provisions GER, ainsi que l'objectif non atteint de 60 % d'ENR&R.

**Recommandation n° 3 : Demander au délégataire les documents contractuellement prévus à la DSP lui permettant d'assurer le contrôle et le suivi qui lui incombent.**

## ANNEXES

Annexe n° 1. Bilan des contrôles réglementaires effectués sur la période sous revue pour le réseau de La Courneuve .....	80
Annexe n° 2. Bilan des principaux contrôles réglementaires effectués depuis 2015 pour le réseau « Saint-Denis » .....	81
Annexe n° 3. Performance environnementale .....	82
Annexe n° 4. Description de l'activité du réseau .....	83
Annexe n° 5. Composantes du tarif pour le réseau de La Courneuve .....	84
Annexe n° 6. Composantes du tarif pour le réseau « Saint-Denis » .....	87
Annexe n° 7. Formation de la capacité d'autofinancement.....	91
Annexe n° 8. Déroulement de la procédure .....	92
Annexe n° 9. Liste des personnes rencontrées .....	94
Annexe n° 10. Glossaire des sigles.....	95

## Annexe n° 1. Bilan des contrôles réglementaires effectués sur la période sous revue pour le réseau de La Courneuve

CONTROLE	LIEU	FREQUENCE	DATES DE CONTROLE	CONFORMITE
Rejets atmosphériques	chaufferie nord et sud	tous les 2 ans	9/11/15 et 01/02/2018 : léger retard	Valeurs conformes
Rendements	chaufferie nord et sud	tous les 2 ans	9/11/15 et 31/01/2018 : léger retard	Les rendements sont conformes aux minimums réglementaires mais des non conformités sont relevées, comme l'absence d'indicateur de température (signalée depuis 2015 mais non palliée).
Détection gaz et incendie	chaufferie nord	annuelle	Fréquence respectée depuis 2016 seulement	Valeurs conformes
Détection gaz et incendie	chaufferie sud	annuelle	Fréquence respectée depuis 2015 seulement	Valeurs conformes.
Entretien brûleurs	chaufferie nord et sud	annuelle	Fréquence non respectée : les rapports techniques ne mentionnent de tels contrôles que pour novembre 2015 et janvier 2018	Valeurs conformes.
Acoustique	chaufferie nord	triannuelle	30/10/2017	Valeurs conformes.
Acoustique	chaufferie sud	triannuelle	30/10/2017	Avis suspendu pour l'émergence en période nocturne. Les autres valeurs sont conformes.
Contrôle électrique	chaufferie nord et puits nord et sud	annuelle	Fréquence respectée depuis 2016 seulement	Présence de non conformités en 2017 et 2018.
Contrôle électrique	chaufferie sud	annuelle	Fréquence respectée depuis 2015 seulement	Présence de non conformités en 2017 et 2018.
Contrôle électrique	sous-stations	annuelle	Fréquence respectée depuis 2016 seulement	Des non conformités avaient été relevées en 2011 qui n'étaient pas encore traitées en 2017. Le rapport technique 2018 n'indique pas si la mise en conformité est intervenue en 2018.
DTA	tous	triannuelle	06/10/2015	Présence d'amiante sur 34 sites.
Compteurs d'énergie	tous	annuelle	Fréquence respectée depuis 2016, sauf pour les compteurs géothermaux nord et sud non contrôlés en 2018	Quelques non conformités 4 installations à l'arrêt lors du contrôle de 2017.
Disconnecteurs	chaufferies, puits, 17 sous-stations	annuelle	Contrôles annuels depuis 2013, sauf en 2016	Présence de non conformités 3 disconnecteurs à remplacer en 2017.
Extincteurs	tous	annuelle	Fréquence respectée depuis 2015 seulement	Présence de non conformités en 2017 et 2018 (10 % des extincteurs appelaient des observations en 2018).
Pompes à chaleur	ZAC	trimestrielle	Fréquence respectée sauf pour la ZAC 2 qui n'est pas contrôlée depuis 2016	Valeurs conformes.
Analyses d'eau	sous-stations ECS <sup>56</sup>	trimestrielle	Fréquence respectée depuis 2016 seulement	Valeurs conformes avec observations.
Analyses d'eau	sous-stations chauffage	semestrielle	Fréquence respectée depuis 2016 seulement	Valeurs conformes avec observations.
Boucle géothermale	puits nord et sud	trimestrielle	Fréquence trimestrielle respectée depuis 2016 seulement	Valeurs conformes.
Rejets aqueux	Nord et sud	triannuelle	Janvier 2017	Valeurs conformes.

*Source : CRC selon rapports techniques*

<sup>56</sup> ECS : Eau chaude sanitaire.

## Annexe n° 2. Bilan des principaux contrôles réglementaires effectués depuis 2015 pour le réseau « Saint-Denis »

CONTROLE	FREQUENCE	OBSERVATIONS
Rejets atmosphériques	Mesurées et enregistrées en continu par PCE pour la centrale Nord, la centrale Fabien et le Fort de l'Est, contrôlées annuellement par un organisme agréé pour les installations soumises à autorisation	La fréquence est respectée, sauf pour le contrôle des nouvelles installations, qui doit théoriquement avoir lieu dans les six mois de la mise en service, ce qui n'a pas été le cas pour la chaudière gaz de la centrale Nord de Stains et pour le générateur gaz de la chaufferie Urbaparc mis en service en 2016. Les valeurs mesurées sur l'ensemble des stations sont presque toutes conformes aux limites réglementaires, seules quelques non conformités ont été relevées chaque année. Concernant les deux chaudières gaz du site Urbaparc toutefois, le rapport de contrôle technique de l'année 2018 indique que les concentrations en NOx sont très proches des valeurs limites d'émission.
Détection gaz	Semestrielle	Valeurs conformes.
Compteurs d'énergie thermique	Annuelle	Relativement peu de non conformités (10 sous-stations non conformes sur plus de 440 contrôlées en 2017 et 2018). Le rapport de 2018 relève toutefois que pour de nombreuses sous-stations, le test des sondes n'a pas pu être effectué en l'absence de doigt de gant de contrôle.
Acoustique	Triannuelle	La tri-annualité de la vérification de la situation acoustique dans l'environnement de la chaufferie Fabien n'a pas été respectée, les derniers contrôles ayant été effectués en 2015 et 2020. Les mesures relevées en 2015 étaient conformes. Pour les autres chaufferies, PCE soutient que la triannualité est respectée depuis 2017 mais n'a pas transmis les justificatifs afférents.
Contrôle électrique	Annuelle	Si plusieurs non conformités ont été relevées sur les chaufferies, leur nombre est néanmoins en baisse (53 non-conformités en 2015, 37 non-conformités en 2018). Pour les sous-stations, le nombre d'observations a baissé considérablement : 382 observations en 2015, 3 en 2018.
Appareils à pression	Tous les 18 mois ou 40 mois suivant les appareils + épreuve de requalification décennale	Avec quelques non conformités relevées, les appareils de pression sont dans l'ensemble conformes. Des requalifications sont effectuées chaque année sur une partie des échangeurs en sous-station.
Équipements mécaniques	Annuelle	Alors que la vérification des appareils mécaniques doit se faire tous les ans, seule la centrale Fort de l'Est a été contrôlée en 2017. Selon PCE, la dépose des anciennes installations fioul et la mise en place des chaudière gaz a empêché la tenue de ce contrôle sur la centrale de Nord en 2017. Pourtant, le précédent contrôle avait relevé de nombreuses non-conformités sur la centrale Nord.
DTA	Tous les 3 ans sauf si absence d'amiante	Absence d'amiante.
Extincteurs et incendie	Annuelle	PCE fait état de contrôle réguliers, mais qui ne sont pas mentionnés dans les rapports techniques sauf en 2018 sauf pour la centrale Fort de l'Est. Le site Fabien n'est pas équipé de centrale de détection d'incendie.
Foudre	Biennale	Fréquence non respectée en 2017 pour les centrales Nord et Fort de l'Est. Plusieurs non conformités importantes en 2014, qui ont disparu depuis.
Rejets aqueux	Annuelle	L'ensemble des valeurs mesurées est conforme aux valeurs réglementaires, sauf pour la centrale Nord. Pour celle-ci, les teneurs en demande chimique en oxygène, en matière en suspension totale et en zinc étaient au-dessus du seuil réglementaire avant 2017, tandis que la valeur du pH est au-dessus de la limite autorisée depuis 2017.

Source : CRC selon rapports techniques

### Annexe n° 3. Performance environnementale

#### Réseau de La Courneuve

(en %)	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Gaz	66	83	91	96	71	45
Total énergie fossile	66	83	91	96	71	45
Géothermie	34	17	9	4	29	55
Total EnR&R	34	17	9	4	29	55
Émissions à GES (en tonnes)	20 240	19 764	21 877	23 963	21 004	15 575

Source : SMIREC

#### Réseau « Saint-Denis »

(en %)	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Gaz	69,7	63,9	71,8	69,5	49,5	46,0
Fioul	5,9	0,6	3,2	5,5	0,0	0,0
Total énergie fossile	75,6	64,5	75,0	75,0	49,5	46,0
Biomasse	24,4	35,5	25,0	25,0	45,1	53,3
Autres EnR&R (biogaz)	0,0	0,0	0,0	0,0	5,3	0,7
Total EnR&R	24,4	35,5	25,0	25,0	50,5	54,0
Émission de GES (en tonnes)	91 298	61 340	74 480	59 480	38 758	37 815
Quotas de GES alloués (en tonnes)	66 340	58 842	51 851	45 380	39 108	28 554
Quotas de GES achetés (en tonnes)	0	0	0	0	0	0
Montant de l'amende acquittée (en €), le cas échéant	0	0	0	0	0	0

Source : SMIREC

## Annexe n° 4. Description de l'activité du réseau

### Réseau de La Courneuve

	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Production de chaleur	oui	oui	oui	oui	oui	oui
Distribution de chaleur	oui	oui	oui	oui	oui	oui
Nombre d'installations de production	4	4	4	4	4	4
Puissance installée (en production) en MW	41,4	41,4	41,4	41,4	41,4	41,4
Quantité d'énergie consommée en MWh	82 013	81 264	89 947	109 054	89 961	62 774
Total énergie thermique livrée en MWh	61 948	61 948	53 506	70 535	69 719	65 751
Longueur du réseau en km	20	20	20	21	22	22
Nombre de points de livraison	93	93	97	104	100	105
Puissance totale souscrite en kW	44 265 000	44 265	48 999	49 703	50 103	51 726
Équivalents-logements	6 000	6 000	6 500	7 000	7 060	7 350
Chiffre d'affaires R1+R2 en € HT	3 957 328	3 775 061	3 724 796	4 377 191	4 451 835	4 646 482
Chiffre d'affaires cogénération	1 649 502	1 867 625	1 627 172	1 529 548	1 834 897	2 002 351
Chiffre d'affaires global en € HT	5 606 830	5 642 686	5 351 968	5 906 739	6 286 732	6 648 833
Part fixe moyenne dans la facturation R2 en € HT	21,72	27,32	27,94	25,80	26,26	28,91
Part proportionnelle R1 en € HT	36,04	38,21	36,59	36,52	37,65	41,79
Taux réduit de TVA	non	non	non	non	oui > 01/05	oui
Prix moyen de vente en € HT/ MWh	57,76	66,30	64,53	62,32	63,91	70,70
Nombre d'abonnés	20	20	23	25	25	27

Sources : SMIREC

### Réseau « Saint-Denis »

	2013	2014*	2015	2016	2017	2018
Production de chaleur	oui	oui	oui	oui	oui	oui
Distribution de chaleur	oui	oui	oui	oui	oui	oui
Nombres d'installation de production	4	4	4	4	4	4
Puissance totale installée (en production) en MW**	175,7	175,7	155,7	202,1	202,1	202,1
Quantité d'énergie consommée en MWh***	441 987	367 593	402 245	448 467	462 421	438 601
Total énergie thermique livrée en MWh	373 777	313 502	330 906	382 872	361 210	358 337
Longueur totale des réseaux en km	59	61	61	62	68	69
Nombre de points de livraison	299	397	404	414	432	495
Puissance totale souscrite en MW	239	212	217	221	224	235
Équivalents logements livrés		42 702	43 157	44 647	45 760	46 474
Chiffre d'affaires global en € HT	26 535 408	23 411 399	20 510 823	21 911 583	25 020 700	26 220 247
Part fixe moyenne de la facturation R2 en € HT	25,75	30,39	22,86	22,63	30,36	32,46
Part proportionnelle R1 en € HT	45,24	44,29	39,12	34,6	38,91	40,71
Taux réduit de TVA	non	non	non	non	oui	oui
Prix moyen global du MWh (R1 + R2) en € HT	70,99	74,68	61,98	57,23	69,27	73,17
Nombre d'abonnés	133	134	142	154	169	177

Source : SMIREC

\*exercice du 01/01 au 30/04 (SDCSD) + exercice du 01/05 au 31/12 (PCE).

\*\* non compris la chaufferie du Landy exploitée par Engie Réseaux.

\*\*\* comprend les imports de chaleur (Landy, vapeur CPCU...).

\*\*\*\* température moyenne au départ des réseaux et variant selon les saisons.

## Annexe n° 5. Composantes du tarif pour le réseau de La Courneuve

Le tarif de vente de la régie a fait l'objet de plusieurs modifications sur la période en revue. Depuis l'entrée en vigueur de l'avenant n° 11, il est calculé selon la formule suivante :

$$R = (R1_a + R1_{aTICGN}) \times Q_a + (r1_b + R1_{bTICGN}) \times Q_b + R2 + R'2 - R3$$

### 1) La part R1

#### Les termes R1<sub>a</sub> et R1<sub>b</sub>

Le R1 est principalement composé d'un terme R1<sub>a</sub> multiplié par la consommation finale de l'abonné en MWh. Lorsque l'eau chaude sanitaire est facturée séparément du chauffage, ce qui est le cas pour le réseau de La Courneuve, la part R1 comprend également un terme correspondant au coût unitaire d'un m<sup>3</sup> d'eau chaude sanitaire (R1<sub>b</sub>) multiplié par la consommation d'eau chaude sanitaire en m<sup>3</sup> (Q<sub>b</sub>).

Jusqu'à l'avenant n° 11 qui a introduit d'autres termes, la formule de calcul du R1 était donc la suivante :

$$R1 = R1_a \times Q_a + R1_b \times Q_b$$

R1<sub>a</sub> étant le nombre de MWh nécessaire pour assurer le chauffage et Q<sub>a</sub> le nombre de MWh de chauffage consommés<sup>57</sup>.

L'avenant n° 9, entré en vigueur le 1<sup>er</sup> janvier 2016, modifie la formule de calcul des tarifs R1<sub>a</sub> et R1<sub>b</sub> en substituant certains indices de prix à d'autres qui n'étaient plus d'actualité<sup>58</sup>.

Les valeurs des termes R1<sub>a</sub> et R1<sub>b</sub> sont fixées dans la police d'abonnement selon la proportion des matières premières nécessaires pour produire le chauffage et l'eau chaude sanitaire, ce qu'on appelle le mix énergétique, et le tarif de ces matières premières<sup>59</sup>. À partir du mois de janvier 2019, l'avenant n° 11 a entériné la diminution de la part du gaz, qui passe à 50 % et a introduit une part fixe de 20 %, destinée à augmenter la stabilité du tarif par rapport à la volatilité du prix des matières premières.

**Tableau n° 1 : Évolution des composantes de la formule d'indexation de R1**

	2013 à 2018	Avenant n° 11 applicable au 1 <sup>er</sup> janvier 2019
<b>Partie fixe</b>	0,00	0,20
Prix du gaz	0,60	0,50
Prix du kWh électrique	0,40	0,30
<b>Total</b>	<b>1,00</b>	<b>1,00</b>

Source : polices d'abonnement issue des avenants n° 1 à 8 et de l'avenant n° 11

<sup>57</sup> Jusqu'à l'avenant n° 10, la police d'abonnement distinguait deux tarifs R1a, l'un à 18,68 € HT/MWh et l'autre à 17,93 € HT/MWh. Ce dernier tarif, plus favorable, était conditionné à l'acceptation des clients d'engager certaines actions pour maîtriser et diminuer les consommations d'énergie (communication sur l'importance des consommations, information périodique sur les énergies renouvelables, identification d'actions sur le patrimoine, etc.). L'avenant n° 10 du 22 juin 2016 a mis fin à cette distinction et fixé le tarif R1a pour le chauffage des logements, équipements, activités et commerces à 31,08 € HT/MWh valeur 2016, reprenant ainsi le plus haut des deux tarifs qui existaient jusqu'en juin 2016.

<sup>58</sup> Suite à la disparition des tarifs régulés B2S et tarif vert EDF à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2016, le tarif B2S est remplacé par le tarif réglementé B1 pour les usagers consommant entre 6 001 kWh et 30 000 kWh de gaz naturel par an et le tarif EL est remplacé par le tarif 04510 EI, c'est-à-dire le prix à la consommation de l'ensemble des ménages.

<sup>59</sup> Les R1a R1b de l'année n sont donc fonction des R1a et R1b de l'année de base ainsi que des variations de prix de chaque matière première en proportion de sa part dans la production de chaleur.

La formule de calcul de  $R1_a$  et  $R1_b$  est donc :

$$R1_a = R1_{a0} \times (0,2 + 0,5 \times B1/B1_0 + 0,30 \times 04510 \text{ EI} / 04510 \text{ EL}_0)$$

$$R1_b = r1_{b0} \times (0,2 + 0,5 \times B1/ B1_0 + 0,30 \times 04510 \text{ EI} / 04510 \text{ EL}_0)$$

$B1_0$  et  $04510 \text{ EI}_0$  étant le prix du gaz et de l'électricité en février 2016.

L'avenant n° 11 modifie le terme  $R1_b$  en créant deux termes suivant la température de l'eau chaude sanitaire fournie (50 ou 60°C)<sup>60</sup>.

### Les termes $R1_{TICGN}$

L'avenant n°11 du 6 décembre 2018 a introduit deux termes  $r1_{aTICGN}$  et  $R1_{bTICGN}$  afin de reporter sur l'abonné le montant de la taxe intérieure de consommation sur le gaz naturel (TICGN) payée par le SMIREC dans le cadre de ses achats de gaz (pour la chaleur, d'une part, pour l'eau chaude sanitaire d'autre part).

Depuis l'avenant n° 11, la formule de calcul de R1 est donc :

$$R1 = (R1_a + R1_{aTICGN}) \times Q_a + (r1_b + R1_{bTICGN}) \times Q_b$$

Les termes R1 TICGN sont calculés selon les formules suivantes :

$$R1_{aTICGN} = 0,5 \times (\text{TICGN} - \text{TICGN}_0) \text{ et } R1_{bTICGN} = 0,05 \times (\text{TICGN} - \text{TICGN}_0)$$

Avec  $\text{TICGN}_0 = \text{TICGN}$  valeur de 2016.

0,5 et 0,05 sont les proportions respectives de gaz pour produire 1 MWh de chaleur et 1 m<sup>3</sup> d'eau chaude sanitaire. Il résulte donc de cette formule que seule la part de TICGN excédant la valeur TICGN de 2016 (4,34 € / MWh) est répercutée sur les usagers. Le SMIREC supporte donc la part de TICGN à hauteur de 4,34 € / MWh.

## **2) La part R2**

Selon la police d'abonnement du SMIREC, la part R2 est calculée en multipliant un terme fixe  $r2$  soit par la puissance souscrite  $K$  pour les équipements publics, activités et commerces, soit par une surface habitable corrigée  $S$  pour les autres locaux.

R2 est donc constitué par le produit suivant :

$$R2 = r2 \times S \text{ ou } K$$

$r2$  est déterminé par le contrat de police d'abonnement en fonction des dépenses d'investissement du SMIREC. Il doit couvrir les charges fixes suivantes définies, à titre indicatif, par la police d'abonnement :

- le coût des prestations de conduite, de petit et gros entretien nécessaires pour assurer le fonctionnement des installations provisoires ;
- les provisions pour renouvellement des installations ;
- les charges financières liées à l'autofinancement et à l'amortissement des emprunts de premier établissement ;
- les frais de gestion du service.

Il est révisé à l'aide d'une formule paramétrique prenant en compte des index représentatifs respectivement des salaires pour 55 % et du bâtiment – chauffage central, pour 30 %, avec une part fixe de 15 %.

<sup>60</sup> En valeur février 2016, les valeurs de ces termes sont les suivantes :  $R1_b 50^\circ \text{ C} : 4,32 \text{ € / m}^3$  ;  $R1_b 60^\circ \text{ C} : 5,4 \text{ € / m}^3$ . Selon le SMIREC, cette augmentation de tarif n'améliore pas sa situation financière car elle correspond au coût d'installation des pompes à chaleur immergées nécessaires pour amener la température de l'eau à 60 °C. Pour ce qui est des usagers, la différence de prix est compensée par le fait qu'ils n'ont plus besoin de faire marcher une chaudière d'appoint pour augmenter la température de l'eau de 50 à 60 °C et que leur consommation d'électricité en est diminuée d'autant.

Avant l'entrée en vigueur de l'avenant n° 11, la surface habitable ou la puissance souscrite étaient minorées d'un coefficient de 8 % ou de 15 % en fonction de l'existence de chaufferies d'appoint et/ou de secours et de la prise en charge ou non de la maintenance et du renouvellement de cette installation par l'abonné (ce coefficient de minoration étant porté à 9 % et 16 % en cas d'abonnement d'une durée de 12 ans)<sup>61</sup>. A ces réductions s'ajoutent des réductions pour les constructions réalisées ou rénovées selon diverses réglementations thermiques allant de 6 % à 24 %.

Les acteurs de la profession identifient souvent les termes r22/P22 (recettes et charges dédiées au renouvellement et à l'entretien courant) et r23/P23 (recettes et charges dédiées au gros entretien et renouvellement) dans la formule de calcul du R2. Le SMIREC ne procède pas ainsi et il n'est donc pas possible de déterminer la part de recettes affectées à chacun de ces travaux.

### 3) La part R'2

La part R'2 représente les frais de comptage. Son montant annuel est fixé en fonction du diamètre du mesureur.

**Tableau n° 2 : Montant annuel de la part R'2 (valeur février 2016)**

Diamètre du mesureur en mm	R'2 Montant annuel en € HT
20	415,06
32	439,00
40	452,31
50	478,91
65	546,76
80	565,38
100	623,92
150	858,05
200	1 054,94
250	1 463,35

Source : avenant n° 11

### 4) La baisse tarifaire liée aux subventions

Les avenants n° 10 et 11 prévoient une réduction de tarif lorsque le montant des subventions octroyées par l'ADEME excède ce qui a été initialement demandé. Pour chaque tranche de 100 000 € de subventions supplémentaires, cette baisse de tarif est de - 0,12 € HT/kW pour les équipements publics et de - 0,012 € HT/m<sup>2</sup> pour les logements. Le bénéfice des subventions n'est donc pas intégralement reporté sur le tarif, mais seulement pour ce qui concerne la part excédant ce qui a été demandé.

<sup>61</sup> L'avenant n° 11 décide une minoration de la surface habitable ou de la puissance souscrite de 8 % (pour un abonnement initial d'une durée inférieure à 12 ans) ou 9 % (pour un abonnement initial de 12 ans) lorsque la maintenance et le renouvellement des installations secondaires sont à la charge de l'abonné.

## Annexe n° 6. Composantes du tarif pour le réseau « Saint-Denis »

### 1) Le terme R1

L'énergie étant vendue sur un échangeur commun chauffage / production d'eau chaude sanitaire, aucune répartition précise entre le chauffage et l'eau chaude sanitaire ne peut être déterminée et cette dernière n'est pas facturée séparément. La part R1 intègre les coûts induits par la réglementation sur les quotas de CO<sub>2</sub>, sur les certificats d'économie d'énergie et la TICGN. Il en résulte que la formule de calcul de R1 est :

$$R1 = r1 + r1_{co2} + r1_{CEE} + r1_{TICGN} + r1_{TICGN\ Landy}$$

Les termes r1 sont fixés dans la convention de DSP et indexés lors de chaque facturation mensuelle. La formule d'indexation tient compte notamment de l'évolution du prix des combustibles, du prix de revient de la chaleur, du coût du transport du gaz etc.

#### Le r1

Le principe d'un R1 dépendant de la quantité consommée reste le même que celui appliqué pour le réseau de La Courneuve. Toutefois, la formule de calcul du r1 comprend plus de termes en raison du fait que chaque installation utilise des combustibles différents et contribue dans une certaine proportion à la production de chaleur totale. La formule définissant le tarif r1 est donc composée de la manière suivante :

$$r1 = \text{mix}_{\text{Bois1}} \times r1_{\text{Bois1}} + \text{mix}_{\text{Bois2}} \times r1_{\text{Bois2}} + \text{mix}_{\text{FDE}} \times r1_{\text{FDE}} + \text{mix}_{\text{Fabien}} \times r1_{\text{Fabien}} + \text{mix}_{\text{Landy}} \times r1_{\text{Landy}} + \text{mix}_{\text{Urbaparc}} \times r1_{\text{Urbaparc}} + \text{mix}_{\text{CPCU}} \times r1_{\text{CPCU}} + \text{mix}_{\text{ISD}} \times r1_{\text{ISD}} + \text{mix}_{\text{CN}} \times R1_{\text{CN}}$$

Pour chaque installation est donc déterminé un r1 (r1<sub>FDE</sub> est par exemple le r1 correspondant à l'installation Fort de l'Est) qui doit être multiplié par la proportion représentée par cette installation dans la production totale de chaleur du réseau Saint-Denis (mix<sub>FDE</sub> est la proportion de chaleur représentée par l'installation Fort de l'Est).

Les termes « r1 » sont dépendants des facteurs de coût (indices) afférents à chaque combustible. Par exemple le R1<sub>Bois1</sub> est fonction des pourcentages respectifs de plaquette et de bois de classe A dans le mélange utilisé, ainsi que des prix de la plaquette et du bois de classe A, du prix de revient du transport routier corrigé de la valeur de l'écotaxe etc. La convention de la DSP donne à chaque indice une valeur de référence de base. Ces r1 varient en fonction de l'évolution dans le temps de chacun de ces indices selon une formule prédéfinie dans le contrat de DSP, la révision étant mensuelle.

Les termes « mix » sont révisés quand de nouveaux moyens de production sont mis en service. Ils varient également selon la saison : un mix différent est appliqué pour la période « hiver » (du 1<sup>er</sup> octobre au 31 mai) et « été » (du 1<sup>er</sup> juin au 30 septembre) car les installations ne sont pas mises à contribution dans les mêmes proportions durant ces deux périodes. Actuellement, la mixité tarifaire appliquée ne correspond pas exactement à la réalité des modes de production puisqu'elle prend en compte un taux d'EnR&R de 60 %, alors que ce taux n'est que de 53,5 %.

#### Le terme r1<sub>co2</sub>

Ce terme représente les coûts induits par la réglementation sur les quotas de CO<sub>2</sub>. Il a été fixé à 0,22 €/MWh pour les années 2014 et 2015 puis à 0,215 €/MWh pour les années suivantes. Suite à la hausse du cours de la tonne de CO<sub>2</sub>, ce terme a été ajusté à la hausse : 0,55 € HT / MWh à partir d'octobre 2019 puis 1,44 € HT / MWh à partir de 2020.

### Les termes $r1_{TICGN}$ et $r1_{TICGNLandy}$

Ces termes représentent le coût de la TICGN et ont été fixés initialement dans la convention de DSP. En application de l'article 265 nonies du code des douanes, PCE bénéficie d'une réduction de TICGN, qui est pour lui d'un montant de 1,52 €<sup>62</sup> (représenté par TICGN' dans la formule de calcul). Le  $r1_{TICGN}$  dépend également de la TICGN répercutée par le fournisseur sur le site Urbaparc, celui-ci ne bénéficiant pas quant à lui de la réduction de TICGN.

Depuis l'avenant 1, la formule de calcul est donc :

$$r1_{TICGN} = (1,372 \times \text{mix}_{FDE} + 1,403 \times \text{mix}_{Fabien}) \times \text{TICGN}' + 1,342 \times \text{mix}_{Urbaparc} \times \text{TICGN}$$

Les coefficients 1,372, 1,403 et 1,342 appliqués dans la formule de calcul sont déterminés afin de prendre en compte les rendements de production<sup>63</sup> et de distribution<sup>64</sup>, ainsi que la correction entre le pouvoir calorifique inférieur<sup>65</sup> et le pouvoir calorifique supérieur du gaz. PCE répercute ainsi sur l'abonné la totalité des charges TICGN qu'il supporte, en prenant en compte les pertes induites par le processus de transformation du gaz en chaleur et les rendements. Ce positionnement est diamétralement opposé à celui de la régie, qui ne répercute sur le tarif qu'une partie seulement de la TICGN qu'elle supporte.

Au terme  $r1_{TICGN}$  doit être ajouté un terme  $r1_{TICGNLandy}$  qui correspond au montant de TICGN facturé à PCE par son fournisseur de chaleur pour la zone du Cornillon Landy. Ce terme  $r1_{TICGNLandy}$  est payé par l'ensemble des abonnés du réseau Saint-Denis et est constitué d'une somme fixe. Il est en constante augmentation mais la valeur de ce terme ne reflète pas actuellement les coûts supportés par PCE.

**Tableau n° 3 : Évolution des termes  $r1_{TICGN}$  et  $r1_{TICGNLandy}$**

En € HT/MWh	mai 2014 et oct. Nov. Déc. 2014	De juin à sept. 2014	2015	2016	2017	2018
$r1_{TICGN}$	0,96	0,35	0,84	1,08	0,75	0,86
$r1_{TICGNLandy}$	0,16	0,16	0,33	0,55	0,94	1,35
Volume de MWh importés sur la zone du Cornillon Landy			27 222	33 424	20 795	8 565
Montant réduit de la TICGN	1,19	1,19	1,19	1,52	1,52	1,52
Montant de la TICGN normale	1,19 €	1,25 €	2,64 €	4,34 €	5,88 €	8,45 €

Source : Rapports d'activité PCE

### Le terme $R1_{CEE}$

Le terme  $R1_{CEE}$  est destiné à représenter le coût des certificats d'économie d'énergie rapporté au MWh de chaleur. Pour l'instant le SMIREC n'est pas soumis à cette réglementation mais, eu égard au seuil réglementaire en vigueur de 400 GWh de ventes annuelles, il est probable qu'il le soit avant le terme de la concession.

#### 2) Le terme R2

Selon la convention de DSP, le terme R2 est destiné à couvrir les frais suivants :

- le coût des prestations de conduite, de petit et gros entretien nécessaires pour assurer le fonctionnement des installations primaires ;
- le coût de l'énergie électrique utilisée mécaniquement pour assurer le fonctionnement des installations primaires ;

<sup>62</sup> L'article 265 nonies prévoit que le tarif réduit est égal au montant de la taxe TICGN à la date du 31 décembre 2013 (le 8 de l'article 266 quinquies modifié par la loi n° 2011-900 fixe ce montant à 1,19 € par MWh) majoré de 0,33 € par MWh.

<sup>63</sup> Entre 88 % et 92 % selon les sites et les phases.

<sup>64</sup> De 90 % à 91 % selon les sites et les phases.

<sup>65</sup> Le pouvoir calorifique inférieur du combustible indique la quantité de chaleur que va libérer le gaz lors de la combustion par unité de volume, tandis que le pouvoir calorifique supérieur désigne l'énergie dégagée par la combustion du gaz en récupérant la chaleur latente de la vapeur d'eau produite par la combustion.

- le coût de la transmission des informations entre certains postes et la sous-station d'échange ;
- le coût du renouvellement des installations ;
- les impôts et taxes divers ;
- les charges liées à l'amortissement des investissements réalisés par le délégataire pour financer les ouvrages utiles à l'ensemble des usagers, et toutes charges financières liées ;
- les frais de contrôle définis à l'article 39 et la redevance d'occupation du domaine public définie à l'article 35 ;
- les charges liées à la reprise des montants correspondant aux dépenses que le délégant et le précédent délégataire ont exposées pour les travaux réalisés dans l'intérêt du service préalablement à la date de prise d'effet de la convention signée avec PCE.

La masse globale de ces coûts est facturée mensuellement sur la base d'1/12<sup>ème</sup>. Le terme R2 est actualisé mensuellement selon une formule qui tient compte de l'évolution du coût du travail et de l'indice relatif au chauffage central.

Le R2 est composé de plusieurs termes et est défini selon la formule suivante :

Abonnés concernés	Composition R2
Abonnés du Clos Saint Lazare	$r2 + r2' + R2_{Redevance} - R3$
Abonnés de la commune d'Aubervilliers (à partir de la phase 3)	$r2 + r2'_{Redevance} + R2'' - R3$
Autres abonnés	$r2 + R2_{Redevance} - R3$

#### Les termes r2 et r2'

Le terme r2 correspond à tous les coûts précités, hormis la TICGN, les redevances de domaine public, les charges liées à la réglementation sur le CO<sub>2</sub> et à la réglementation sur les certificats d'économie d'énergie. Il évolue comme le r1 selon quatre phases dépendantes de la mise en service ou de la mise à disposition de moyens de production nouveaux.

**Tableau n° 4 : Évolution prévue des éléments r2 et r2' sur l'ensemble des phases**

(en €/kW)	Phase 1	Phase 2	Phase 3	Phase 4
r2 <sub>0</sub>	34,05	50,44	47,86	48,86
r2' <sub>0</sub>	0	0	0,60	0,60

Source : annexe 6 à l'avenant n° 3 du contrat de DSP

Le terme r2' est applicable seulement aux abonnés de l'ensemble immobilier du Clos Saint-Lazare<sup>66</sup>. Il est fixe et non révisable sur une durée de huit ans à compter de la prise d'effet de la convention de DSP actuellement en vigueur.

#### Les termes R2<sub>redevance</sub>, R2'<sub>Redevance</sub> et R2''

L'avenant n° 3 au contrat de concession relatif à l'adhésion de la commune d'Aubervilliers prévoit qu'à compter de la phase 3 (qui démarre à la mise en service de la chaudière d'appoint gaz sur le site Fort de l'Est), la tarification comprendra deux éléments fixes supplémentaires.

L'élément R2<sub>redevance</sub> est applicable à tous les abonnés et représente en phase 3 le montant de la redevance d'affermage due par PCE au SMIREC au titre de la mise à disposition des équipements afférents à l'intégration de la commune d'Aubervilliers. Deux valeurs sont toutefois définies R2<sub>redevance</sub> et R2'<sub>redevance</sub> : l'une pour les abonnés non rattachés à la commune d'Aubervilliers (1,41 € HT/kW en phase 3 et 4,45 € HT/kW en phase 4) et l'autre, d'un montant bien supérieur, pour les abonnés d'Aubervilliers (7,25 € HT/kW pour les phases 3 et 4).

<sup>66</sup> Il représente les charges liées à l'amortissement des investissements réalisés pour la remise en état du réseau desservant cet immeuble non comprises dans le cadre de l'élément R2 et pour la réalisation d'une séparation hydraulique entre les réseaux desservant les postes de livraison et ceux circulant à l'intérieur des immeubles.

L'élément fixe R2'' est applicable seulement aux abonnés d'Aubervilliers. Il représente une partie des coûts de prestation de conduite, de petit et gros entretien nécessaire pour assurer le fonctionnement des ouvrages construits. Sa valeur est fixée dans l'avenant n° 3 à 0,60 € HT/kW.

L'ensemble de ces valeurs sont fixées en date de valeur du 1<sup>er</sup> juillet 2013 et devront donc être actualisées lors du début de la phase 3 et ultérieurement.

**Tableau n° 5 : Évolution prévue des éléments R2<sub>Redevance</sub>, R2'' et R2'<sub>Redevance</sub> sur l'ensemble des phases**

(en €/kW)	Phase 1	Phase 2	Phase 3	Phase 4
R2 <sub>o_Redevance</sub>	0,00	0,00	1,41	4,45
R2' <sub>o_Redevance</sub>	0,00	0,00	7,25	7,25
R2'' <sub>o</sub>	0,00	0,00	0,60	0,60

Source : annexe 6 à l'avenant n° 3 du contrat de DSP

## Annexe n° 7. Formation de la capacité d'autofinancement

(en €)	2013	2014	2015	2016	2017	2018	Évolution 2014/2018 (en %)
<b>Produits de gestion courante</b>	<b>5 953 367</b>	<b>5 801 486</b>	<b>5 476 032</b>	<b>6 138 547</b>	<b>6 522 412</b>	<b>6 959 721</b>	+ 20,0
Ventes de produits, services et marchandises	5 953 367	5 801 486	5 476 032	6 136 960	6 515 376	6 954 369	+ 19,9
Subventions d'exploitation	0	0	0	0	2 000	0	
Autres produits de gestion courante (hors redevances)	0	1	0	1 588	5 035	5 352	
<b>Charges courantes</b>	<b>5 178 791</b>	<b>5 127 876</b>	<b>4 898 148</b>	<b>5 671 808</b>	<b>5 292 283</b>	<b>5 125 448</b>	
Charges à caractère général	4 871 219	4 752 367	4 362 125	4 651 528	4 759 796	4 641 716	- 2,3
Charges de personnel	267 782	274 810	324 799	558 512	530 408	481 610	+ 75,2
Autres charges de gestion	4 222	0	0	0	0	67	
Impôts taxes et versements assimilés (sauf personnel)	35 568	100 699	211 223	461 768	2 079	2 055	- 97,9
<b>Excédent brut d'exploitation</b>	<b>774 576</b>	<b>673 610</b>	<b>577 884</b>	<b>466 740</b>	<b>1 230 129</b>	<b>1 834 272</b>	+ 172,3
<b>En % du produit total</b>	<b>13</b>	<b>12</b>	<b>11</b>	<b>8</b>	<b>19</b>	<b>26</b>	
Produits financiers et gains de change	8 302	655	0	0	0	0	
Charges d'intérêt et pertes nettes de change	35 357	99 788	162 377	136 092	156 699	238 526	+ 139,0
Autres charges financières							
<b>Résultat financier</b>	<b>- 27 055</b>	<b>- 99 134</b>	<b>- 162 377</b>	<b>- 136 092</b>	<b>- 156 699</b>	<b>- 238 526</b>	
Produits exceptionnels (hors c.777)	142 593	308 330	25 099	147 890	1 094 451	149 061	
Autres charges exceptionnelles	208 005	3 854	6 357	96 707	9 159	5 218	
Résultat exceptionnel	<b>- 65 412</b>	<b>304 476</b>	<b>18 742</b>	<b>51 183</b>	<b>1 085 291</b>	<b>143 843</b>	
<b>CAF brute</b>	<b>682 110</b>	<b>878 952</b>	<b>434 250</b>	<b>381 831</b>	<b>2 158 721</b>	<b>1 739 589</b>	+ 97,9
<b>CAF brute /recettes réelles de d'exploitation (en %)</b>	<b>11</b>	<b>14</b>	<b>8</b>	<b>6</b>	<b>28</b>	<b>24</b>	
Annuité en capital de la dette (hors autres dettes)	0	93 435	557 206	576 154	586 453	910 509	
<b>CAF nette</b>	<b>682 110</b>	<b>785 518</b>	<b>- 122 956</b>	<b>- 194 323</b>	<b>1 572 268</b>	<b>829 080</b>	+ 5,5 %

Source : d'après les comptes de gestion

### **Annexe n° 8. 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 :

<b>Objet</b>	<b>Dates</b>	<b>Destinataire</b>
Avis de compétence du ministère public		
Envoi de la lettre d'ouverture de contrôle	5 mars 2019	M. Paillard, Président
Entretien de début de contrôle	2 avril 2019	M. Paillard, Président Mme Menguy, Directrice
Entretien de fin d'instruction	28 novembre 2019	M. Paillard, Président Mme Menguy, Directrice
Délibéré de la formation compétente	9 janvier 2020	
Envoi du rapport d'observations provisoires	6 mars 2020	M. Paillard, Président
Envoi d'extraits du rapport d'observations provisoires	9 mars 2020 9 mars 2020 9 mars	3 Extraits
Réception des réponses au rapport d'observations provisoires et aux extraits	21 avril 2020 24 avril 2020 9 juin 2020 10 juin 2020	4 Réponses
Auditions		
Délibéré de la formation compétente	02 septembre 2020	Cf page 8
Envoi du rapport d'observations définitives	07 octobre 2020	M. Paillard, Président
Réception des réponses annexées au rapport d'observations définitives	06 novembre 2020	M. Monnet, Président

**Annexe n° 9. Liste des personnes rencontrées**

M. Didier Paillard, président du SMIREC,

Mme Aela Menguy, directrice.

## Annexe n° 10. Glossaire des sigles

<b>CAF</b>	Capacité d'autofinancement
<b>CPCU</b>	Compagnie parisienne de chauffage urbain
<b>CPE</b>	Compte prévisionnel d'exploitation
<b>DJU</b>	Degré jour unifié
<b>DOB</b>	Débat d'orientation budgétaire
<b>DSP</b>	Délégation de service public
<b>ECS</b>	Eau chaude sanitaire
<b>EnR&amp;R</b>	Énergies renouvelables et de récupération
<b>EPT</b>	Établissement public territorial
<b>GER</b>	Gros entretien et renouvellement
<b>GES</b>	Gaz à effet de serre
<b>GSES</b>	GDF Suez Énergie Services
<b>Loi TECV</b>	Loi de transition énergétique pour la croissance verte
<b>MGP</b>	Métropole du Grand Paris
<b>Mtep</b>	Million de tonnes d'équivalent pétrole
<b>MWh</b>	Mégawatt-heure
<b>OPH</b>	Office public de l'habitat
<b>OPHLM</b>	Office public d'habitations à loyer modéré
<b>PCAEM</b>	Plan climat-air-énergie métropolitain
<b>PCE</b>	Plaine commune énergie
<b>PCET</b>	Plan climat énergie territorial
<b>PLUi</b>	Plan local d'urbanisme intercommunal
<b>PPI</b>	Plan pluriannuel d'investissement
<b>SCoT</b>	Schéma de cohérence territoriale
<b>SDCSD</b>	Société de distribution de chaleur de Saint-Denis
<b>SEQE</b>	Système d'échanges de quotas
<b>SMGC</b>	Syndicat mixte de la géothermie de La Courneuve
<b>SMIREC</b>	Syndicat mixte des réseaux d'énergie calorifique
<b>SPIC</b>	Service public industriel et commercial
<b>SRCAE</b>	Schéma régional du climat de l'air et de énergie
<b>TECV</b>	Transition énergétique pour la croissance verte
<b>TICGN</b>	Taxe intérieure de consommation sur le gaz naturel
<b>TVA</b>	Taxe sur la valeur ajoutée
<b>ZAC</b>	Zone d'aménagement concertée



## **REPONSE**

**DE MONSIEUR LAURENT MONNET  
PRESIDENT DU SYNDICAT MIXTE DES RÉSEAUX  
D'ÉNERGIE CALORIFIQUE (SMIREC) (\*)**

*(\*) 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.*



Le 06 NOV. 2020



**Monsieur le Président**  
**Chambre Régionale des Comptes**  
**6, Cours des Roches**  
**Noisiel**  
**BP 187**  
**77315 MARNE la VALLEE CEDEX 2**

**A l'attention de Madame Nadia DUMOULIN**  
**Greffière**

**Affaire suivie par :**  
**Aela Menguy**  
**Tel : 06 72 60 93 03**

**N/REF : AM - 2020-37**

**OBJET : Réponse aux observations définitives relatives au contrôle des comptes et de la gestion du syndicat mixte des réseaux d'énergie calorifique (SMIREC)**

Monsieur le Président,

En application de l'article L.243-5 du code des juridictions financières, je vous prie de bien vouloir trouver ci-joint la réponse du SMIREC au rapport d'observations définitives que vous avez fait parvenir au SMIREC le 8 octobre 2020 par envoi dématérialisé.

Je vous prie d'agréer, Monsieur le Président, l'expression de mes salutations distinguées.

  
**Le Président,**  
**Laurent MONNET**

**Chauffer durable et solidaire**



## Réponse aux observations définitives relatives au contrôle des comptes et de la gestion reçu le 7 octobre 2020

Le SMIREC se félicite de ce que pour la première fois, la Chambre Régionale des Comptes diligente un contrôle portant sur ses réseaux de chaleur.

Dans ce cadre, il a participé avec intérêt au contrôle qui a donné lieu au rapport d'observations provisoires.

Ce rapport d'observations définitives appelle de la part du SMIREC la réponse suivante, mentionnant en référence les numéros de page et de paragraphe dudit rapport concernés par ses remarques.

### RAPPELS AU DROIT ET RECOMMANDATIONS

- **Rappel au droit n° 1 : Créer un budget annexe relatif à la régie de La Courneuve.**
  - ⇒ Les démarches pour la création d'un budget annexe sont en cours en vue d'une mise en œuvre en 2022
  
- **Rappel au droit n° 2 : Mettre en conformité la durée annuelle de travail avec les textes en vigueur**
  - ⇒ Des discussions seront rapidement engagées par le SMIREC en vue de la mise en conformité de la durée annuelle de travail de ses agents.
  
- **Recommandation n° 1 : Mettre à jour les données de l'inventaire des biens.**
  - ⇒ Le rapprochement de l'inventaire a été réalisé en 2017 permettant de retracer les écarts jusqu'en 2004. Le SMIREC travaillera avec le Trésor Public sur une régularisation de la période remontant à la création du Syndicat.
  
- **Recommandation n° 2 : Mettre en demeure la société PCE de fournir le détail de ses frais de siège et de personnel.**
  - ⇒ Un courrier de mise en demeure a été adressé à la société PCE en avril 2020. Le délégataire n'a pas fourni les éléments demandés mais le SMIREC poursuit les actions nécessaires à la collecte des informations demandées dans le cadre de la convention.
  
- **Recommandation n° 3 : Demander au délégataire les documents contractuellement prévus à la DSP lui permettant d'assurer le contrôle et le suivi qui lui incombent.**
  - ⇒ Un courrier a été adressé au Délégué suite au contrôle annuel afin de demander une mise à jour du contrat sur la base des évolutions et notamment pour prendre en compte le taux réel des emprunts contractés. Ce chantier sera mené en 2021.

## SYNTHESE

- **Le SMIREC souligne que la hausse du prix moyen de la chaleur (€TTC/MWh) n'est aucunement liée aux investissements réalisés, tant pour le réseau de la Courneuve que pour celui de la DSP.**

Comme expliqué au cours des échanges, le SMIREC a fait du maintien des tarifs (en € constants sans prise en compte des évolutions du prix des énergies fossiles qui sont difficilement prévisibles sur le long terme) une priorité et la condition de réalisation de nouveaux investissements :

- Pour la DSP : comme le rappelle le rapport, les tarifs ont baissé de 20% en 2014 lors de la mise en place du nouveau contrat, en incluant 60 M€ à la charge de la nouvelle DSP, correspondant à un programme ambitieux d'investissements nécessaires à la réalisation d'une chaufferie biomasse de 27MW, à l'interconnexion des réseaux nord et sud, et au développement de réseaux. La fin de la cogénération et la mise en service de la chaufferie bois étaient déjà prises en compte dans le nouveau modèle tarifaire. Elles ne sont en aucun cas à l'origine de l'augmentation du prix moyen au MWh de 2013 à 2018. Cette augmentation est uniquement due à l'évolution du coût des énergies.
- Pour le réseau de la Courneuve : la grille tarifaire est inchangée depuis l'origine du Syndicat. Les évolutions tarifaires sont liées à des charges supplémentaires de fonctionnement (TICGN, production d'eau chaude sanitaire à 60°C) et non aux investissements réalisés.

- **La CRC estime que le réseau de Saint-Denis connaît un développement modéré sur la base du taux de réalisation du schéma directeur.** Cependant, comme l'a souligné le rapport, ce schéma directeur réalisé par Plaine Commune en 2012 était basé sur un très grand nombre de projets prospectifs dont le lancement n'avait pas été officiellement validé.

Les projets non réalisés ont été remplacés par de nouveaux raccordements. Ainsi, le réseau est passé de 40 000 équivalents logements en 2013 à 47 000 équivalents logements en 2018 soit +7000 équivalents logements ce qui traduit une dynamique commerciale importante correspondant à la création d'un réseau sur une nouvelle ville.

## II – LE CHAUFFAGE URBAIN ET L'ENVIRONNEMENT

### Les émissions de gaz à effet de serre et les allocations de quotas (§2.3 pages 18 à 20)

Le rapport signale plusieurs anomalies apparues dans la gestion des quotas CO2.

Le SMIREC précise qu'il s'est effectivement reposé sur l'expertise du groupe ENGIE pour la gestion des quotas de CO2. Une forte augmentation du cours de la tonne de CO2 et ne pouvait être anticipée et a surpris tous les acteurs en 2019.

Le SMIREC a fait valoir ses droits dans la négociation sur les quotas CO2 en refusant la demande initiale de valorisation des quotas de CO2 soumise par Plaine Commune Energie et en limitant l'augmentation du terme tarifaire R1CO2 à la valeur du coût annuel correspondant au déficit (afin de tenir compte du prix du quota de CO2 moyen de chaque année et du nombre de quotas que le délégataire aurait dû acheter). Après de nombreux échanges avec PCE, le R1CO2 a été revu fortement à la baisse par rapport à l'augmentation demandée par le délégataire.

En effet, la dynamique de développement se traduit par une augmentation des capacités d'énergies renouvelables mais également de la consommation de gaz en tant que source d'énergie complémentaire. Les émissions de CO2 supplémentaires résultantes sont donc la contrepartie inévitable d'une démarche vertueuse de soutien aux réseaux de chaleur alimentés par les énergies renouvelables. Des dispositions particulières doivent être donc prises pour ce type d'émissions.

Le taux d'ENR prévu dans le cadre du contrat de concession mais non soumis à des pénalités est de 60% mais n'a pu être atteint à ce jour. Le SMIREC a laissé au délégataire un temps d'adaptation pour mettre en place les mesures nécessaires permettant d'augmenter la capacité de production en ENR.

## III – LE CHAUFFAGE URBAIN ET SA GOUVERNANCE

### Les documents d'urbanisme (§3.1.2, pages 24-25)

Le rapport relève (note 97) que « la poursuite d'un meilleur taux d'EnR&R se traduirait par une hausse des tarifs de la chaleur (cf. infra, partie consacrée aux perspectives) : l'augmentation significative du taux d'EnR&R passerait par la construction d'un nouveau doublet géothermique en 2022 qui nécessiterait 18 M€ d'investissement supplémentaires et entraînerait une hausse du prix de la chaleur. Toutefois, alors que les enjeux environnementaux concernent l'ensemble de la population de la commune, le principe d'équilibre budgétaire des services publics industriels et commerciaux aboutit à ce que seuls les usagers du SMIREC, qui sont en majorité les habitants des OPHLM, seraient amenés à financer la construction de ce doublet géothermique. Paradoxalement, la politique « verte » de la commune est ainsi financée en grande partie par sa population la moins favorisée. »

Le SMIREC rappelle qu'il doit réaliser un arbitrage entre politique d'extension et de développement des énergies renouvelables d'un côté, et maintien d'un tarif compétitif pour les populations de son territoire.

La logique d'un SPIC et des réseaux de chaleur repose sur un financement majoritaire (hors subventions) des investissements par les abonnés du réseau. Il s'agit non seulement des habitants des OPHLM mais également des copropriétés et des bureaux. De façon générale, le réseau de chaleur du SMIREC est situé sur un territoire où le niveau de vie global de l'ensemble de la population est en dessous de la moyenne francilienne, une population qui contribue de façon importante à la lutte contre le changement climatique par la création de nouvelles productions ENR.

Par ailleurs, le SMIREC subit depuis plusieurs années l'évolution des taxes des énergies (taxe carbone via les quotas de CO<sub>2</sub>, TICGN, stockage) qui malgré le passage à 50% d'ENR constitue une charge supplémentaire répercutée sur cette même population.

Sans aide subséquente du Fonds Chaleur, la politique de développement des réseaux et de développement des énergies renouvelables ne pourra être assurée. Le Fonds Chaleur doit appliquer une logique de péréquation dans l'attribution des aides, en soutenant de façon plus significative les territoires les moins favorisés.

### Le réseau « Saint-Denis » (§3.2.1.2 page 29)

Le rapport note que « l'objectif de 51 % d'EnR&R dans la chaleur distribuée par les réseaux de chaleur pour 2020 posé par le SRCAE est donc rempli. Le syndicat vise aujourd'hui un ratio de 60 % d'EnR&R mais celui-ci n'est pas formalisé comme un objectif contraignant dans le contrat de DSP, bien qu'il ait servi d'hypothèse pour l'élaboration du compte d'exploitation prévisionnel. »

Le SMIREC tient à rappeler les raisons pour lesquelles l'objectif de 60% n'est pas assorti de pénalités : lors des négociations du contrat de DSP, aucun candidat n'a voulu s'engager sur un taux d'ENR de 60% soumis à des pénalités.

Cependant, le SMIREC entend faire appliquer cet engagement dans le cadre des prochaines discussions sur une clause de revoyure.

## IV – LE CHAUFFAGE URBAIN ET LES USAGERS

### Les discriminations tarifaires (§ 4.1.3, pages 45-46)

Le SMIREC rappelle qu'il a vocation à gérer des réseaux avec des modes de gestion et des techniques différents, d'où la difficulté à faire converger le tarif sur le court terme, même si cela reste un objectif à l'horizon de la fin de la DSP.

## V – LES FINANCES DE LA REGIE

### Un inventaire à finaliser (§ 5.1.2.3 page 53)

La rapport recommande la mise à jour de l'inventaire des biens. Le SMIREC rappelle qu'un travail important de rapprochement de l'inventaire a été réalisé en 2017 permettant de retracer les écarts jusqu'en 2004, date de mise en place du nouveau logiciel.

Sur la base des informations et documents disponibles, il sera impossible d'identifier des écarts remontant à la création du Syndicat. Un rapprochement sera fait avec le comptable public pour décider de la façon dont la situation sera régularisée.

## La gestion des budgets annexes (§5.1.2.6, page 54)

### Rappel au droit n°2 : créer un budget annexe relatif à la régie de la Courneuve

L'organisation actuelle est basée autour d'un budget principal regroupant le réseau de la Courneuve et les activités de pilotage, et des budgets annexes. Comme mentionné dans le rapport, chaque budget annexe participe à due proportion de son activité aux charges de personnel et aux frais généraux du budget principal, ce qui permet d'identifier les dépenses et recettes liées au réseau de La Courneuve et de fixer de façon transparente le coût de la chaleur.

Il n'existe donc aucune confusion entre les flux financiers de chaque réseau de chaleur et le rappel au droit ne concerne pas une irrégularité financière, mais une mise en conformité juridique à travers la mise en place d'un budget annexe en remplacement de l'actuel budget principal.

Le SMIREC prendra en compte ce rappel de droit via une réorganisation de ses budgets annexes en isolant au sein du budget principal les activités de pilotage.

#### Les effectifs du SMIREC (§5.2.1.1.1 pages 57-58)

Le niveau des effectifs est actuellement satisfaisant : avec 7 agents, les effectifs ont doublé entre 2014 et 2018. En effet, s'agissant des tâches administratives, l'accomplissement de la dématérialisation a considérablement allégé certaines tâches. Des missions ne justifiant pas la création de postes à plein temps compte tenu de la charge très fluctuante de ces activités administratives sont externalisées (ex : veille juridique, appui à la politique financière). Concernant les missions techniques, le service est correctement effectué par une équipe de 3 personnes, qui assurent le suivi des différents marchés de travaux et d'exploitation. La maîtrise d'œuvre a été internalisée pour le réseau de La Courneuve, ce qui est peu courant dans le contexte des collectivités, et garantit le maintien d'un savoir-faire technique au sein de la fonction publique. Concernant l'extension Aubervilliers, le SMIREC s'appuie sur une équipe de deux bureaux de maîtrise d'œuvre. Si le périmètre d'intervention du SMIREC était amené à évoluer avec de nouvelles missions à assurer en régie, de nouveaux recrutements seraient bien sûr envisagés.

#### La trésorerie du SMIREC (§5.2.1.2 page 67)

Une partie des excédents provient de l'historique de sa création et n'est pas imputable à la gestion actuelle du Syndicat. L'anticipation des besoins de financement est liée à une opportunité de financement avec des taux avantageux proposés par la Caisse des Dépôts en 2013, alors que les travaux étaient sur le point d'être lancés. Des difficultés liées au manque de personnel ont empêché la réalisation de ces travaux selon le calendrier prévu, et n'est pas le fait d'une action délibérée du SMIREC.

S'agissant de financement des travaux, ce sont effectivement les emprunts qui permettent de financer une grande partie des travaux (déduction faite des subventions qui restent modestes par rapport aux sommes en jeu). Les excédents d'exploitation, avant mise en service de la géothermie, ne permettait pas en effet le financement de travaux aussi conséquents.

#### Les perspectives (§5.2.3 pages 67 à 72)

Il est à noter que la PPI est un document qui est régulièrement mis à jour compte tenu des évolutions réglementaires et fiscales (par exemple évolution de la TICGN), des incertitudes sur les perspectives de développement des réseaux de chaleur (par exemple suite au groupe de travail de la secrétaire d'Etat Emmanuelle Wargon) et du nécessaire retour d'expérience de la mise en service des nouvelles installations. C'est pour cette raison que deux scénarios sont actuellement à l'étude, et susceptibles d'être amendés.

Les hypothèses retenues (ventes de chaleur, fiscalité...) bien que « fragiles » sont nécessaires pour établir une projection. Le taux d'ENR visé dans le scénario le plus pessimiste est de 67,38%. Il s'agit pourtant d'un taux ambitieux par rapport à de nombreux réseaux et qui permet d'anticiper les évolutions futures de la fiscalité. Il représente un compromis intéressant entre compétitivité tarifaire et ambition environnementale. En effet, plus le taux de couverture est important, plus la puissance à installer doit être élevée (cf. schéma de la monotone). Un arbitrage doit être effectué entre taux ENR et l'impact tarifaire.

Le SMIREC ne s'interdit pas d'étudier d'autres possibilités de valorisation de son taux d'ENR en fonction des opportunités techniques qui se présenteront, et dans le respect de la règle du maintien d'un tarif compétitif pour les abonnés.

## VI – La Délégation de Service Public

### Le contrôle de la DSP par le SMIREC (pages 73-74)

Le SMIREC rappelle que depuis 2013 il procède chaque année à un contrôle annuel de la délégation sur le plan technique et financier, réalisés par un bureau d'études indépendant avec un expert financier pour la partie comptable.

Les rapports font l'objet d'échanges réguliers avec le Délégué lors des réunions d'exploitation avec demande du SMIREC de prise en compte des observations formulées lors de l'audit annuel.

En particulier, s'agissant des provisions de GER et des taux d'emprunt, ces points ont fait l'objet de rappels au Délégué via le contrôle annuel financier exercé par le SMIREC et son AMO. Les remarques formulées par la CRC sont exactement celles que notre AMO a adressées à Plaine Commune Energie depuis le début de la concession. Notre expert-comptable a rejeté la méthode de provisionnement proposée par Plaine Commune Energie, et le SMIREC entend obtenir de la part du Délégué l'application des termes de la convention sur ce point.

### Les contrats entre la société PCE et la société mère

Le SMIREC insiste sur le fait qu'il s'est constamment efforcé de plafonner les frais sièges et des coûts d'assistance, tant lors de la négociation du contrat initial que de la passation des avenants. En % du chiffre d'affaires, les sommes allouées sont inférieures à celles de nombreux contrats de concession (6,45% pour les frais de siège).

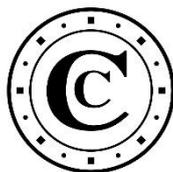
Le SMIREC a interpellé le Délégué sur la nécessaire décomposition des frais correspondants dans le cadre de son contrôle annuel.

Suite à la recommandation de la CRC, le SMIREC a adressé en avril un courrier de mise en demeure formel au Délégué qu'elle a transmis à la CRC. Les informations certes incomplètes ont été finalement communiquées.

Une clause de revoyure est envisagée pour remettre à plat le contrat sur la base des évolutions et notamment prendre en compte le taux réel des emprunts contractés.

- **Le modèle du contrat de Délégation de Service Public, qui est largement promu au niveau national comme unique solution à la création d'un réseau de chaleur, est un outil qui permet de transférer le risque d'exploitation à un tiers. Cependant une fois le contrat signé, les marges de manœuvre pour s'adapter à des évolutions de contexte sont réduites, ce qui en fait un outil peu adapté à la dynamique d'extension portée par les élus. Le SMIREC essaie de faire jouer au maximum sa capacité de négociation et de trouver des nouveaux montages tels que l'affermage pour contribuer à la transition énergétique tout en respectant le cadre du contrat**





« 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)