



RAPPORT D'OBSERVATIONS DÉFINITIVES ET SA RÉPONSE

RENNES MÉTROPOLE CHAUFFAGE URBAIN

Département d'Ille-et-Vilaine (35)

Le présent document, qui a fait l'objet d'une contradiction avec les destinataires concernés,
a été délibéré par la chambre le 28 octobre 2020

TABLE DES MATIÈRES

SYNTHÈSE	4
INTRODUCTION.....	6
1 Les réseaux de chaleur rennais	7
1.1 Le fonctionnement	7
1.2 Les avantages d'un réseau de chaleur urbain et les freins à son développement.....	9
1.2.1 Compétitivité	9
1.2.2 Préservation de l'environnement.....	10
1.2.3 Freins potentiels.....	11
1.3 Parmi les cinq réseaux métropolitains, ceux historiques de Rennes Nord et Sud concentrent plus de 95 % de la chaleur livrée.....	11
1.3.1 Le réseau Rennes Sud est le plus étendu et le plus important.....	13
1.3.2 Le réseau de Rennes Nord : des installations reposant sur l'énergie de récupération	15
1.4 Le mix énergétique des trois réseaux plus récents repose sur la biomasse.....	16
1.4.1 Le réseau Est (ZAC Baud Chardonnet) : un démarrage réussi et un déploiement qui se poursuit.....	16
1.4.2 Vezin-le-Coquet : des tarifs élevés mais des perspectives de déploiement encourageantes	17
1.4.3 Chartres-de-Bretagne (ZAC Porte de la Seiche) : un réseau problématique.....	17
1.5 La densité thermique des réseaux	18
2 Une compétence métropolitaine depuis 2015	20
2.1 Les conditions d'exercice de cette compétence	20
2.1.1 La création d'un service dédié.....	20
2.1.2 L'audit financier sur les deux grands réseaux	21
2.1.3 L'absence de classement des réseaux de chaleur de Rennes Métropole.....	22
2.2 Le schéma directeur de Rennes Métropole	23
2.2.1 Les enjeux identifiés dans le schéma directeur	23
2.2.2 Le schéma directeur s'insère dans un ensemble plus large de documents de planification.....	24
2.2.3 L'interconnexion à venir des réseaux Nord et Est vise à favoriser un mix énergétique vert tout en garantissant l'équilibre économique de l'UVED de Villejean	26
2.3 L'analyse financière du budget annexe dédié aux délégations de service public.....	27
2.3.1 Les recettes du budget annexe DSP.....	28

2.3.2	Les recettes à partir du 1 ^{er} janvier 2020	29
2.3.3	Les charges d'exploitation.....	31
2.3.4	Le financement de l'investissement	32
2.3.5	La trésorerie.....	33
2.4	La protection de l'environnement.....	33
2.4.1	Les instruments réglementaires au service de la protection de l'environnement.....	33
2.4.2	Les instruments de régulation au service de la protection de l'environnement ..	34
3	La gestion des réseaux Nord et Sud.....	38
3.1	L'exploitation de ces deux réseaux est confiée à un délégataire	38
3.1.1	Le choix du délégataire pour le réseau Sud.....	38
3.1.2	Le risque d'exploitation.....	38
3.2	Les résultats financiers des délégataires	41
3.2.1	Le réseau Sud	41
3.2.2	Le réseau Nord	44
3.3	Le suivi patrimonial par Rennes Métropole.....	47
3.3.1	La provision pour gros entretien et renouvellement (GER)	47
3.3.2	Le suivi des biens de retour dans l'inventaire	48
3.4	La performance des deux réseaux	48
3.4.1	La densité thermique	48
3.4.2	Le rendement des réseaux	49
4	La gestion des réseaux de Vezein-le-Coquet, Est et Chartres-de-Bretagne	50
4.1	Le réseau de Vezein-le-Coquet fait l'objet d'une délégation de service public	50
4.1.1	Un contrat profondément remanié en 2017 à la suite d'un audit financier	50
4.1.2	L'équilibre financier de la DSP	52
4.1.3	Une réduction du prix de la chaleur imposerait une résiliation de la convention de DSP en cours à un coût non négligeable pour les finances métropolitaines	54
4.2	Les réseaux Est et Chartres-de-Bretagne	55
4.2.1	Le CREM du réseau Est et le marché d'exploitation de Chartres-de-Bretagne.....	55
4.2.2	L'analyse financière du budget annexe dédié aux réseaux en régie.....	57
5	La tarification	58
5.1	Des niveaux de tarification très contrastés entre deux catégories de réseaux.....	59
5.1.1	Des niveaux abordables pour les réseaux situés sur le territoire de la ville de Rennes	59
5.1.2	Le réseau Est (ZAC Baud-Chardonnet)	62

5.1.3	Des tarifs élevés sur le réseau de Vezin-le-Coquet et, plus encore, sur celui de Chartres-de-Bretagne	63
5.1.4	L'évolution des tarifs.....	65
5.2	La tarification comme outil incitatif	66
5.2.1	La lutte contre les « <i>retours chauds</i> » à travers des incitations tarifaires.....	66
5.2.2	Les formes d'intéressement du réseau Sud sur la part variable (R1) pour le délégataire.....	69
5.2.3	Deux mécanismes aboutissent à une forme de péréquation de fait entre réseaux	71
6	Les Relations clients	72
6.1	Les interruptions de service	72
6.1.1	Le suivi des interruptions de service	72
6.1.2	La difficile mise en œuvre des pénalités liées à ces interruptions de service.....	73
6.1.3	L'analyse prospective et préventive en matière de continuité de service réalisée par Engie : un exercice utile.....	74
6.2	L'information et l'association des abonnés et usagers	75
6.2.1	La quasi absence de réclamations émanant des abonnés.....	75
6.2.2	L'association des abonnés et des usagers	75
6.2.3	La mise à disposition d'un site internet étoffé : une bonne pratique.....	76
6.3	La politique commerciale	76
6.3.1	Le lissage dans le temps des droits de raccordement au service de l'attractivité du réseau	76
6.3.2	L'absence de modulation de la tarification du R1	77
6.3.3	Les leviers de communication mobilisés.....	77
7	Les Perspectives	79
7.1	Le futur contrat de concession Nord-Est portant interconnexion de ces deux réseaux	79
7.1.1	La prolongation de deux ans de la durée de la DSP Nord répondait à des motifs d'intérêt général.....	79
7.1.2	Les transformations à venir sur l'unité de valorisation énergétique des déchets ménagers (UVED) de Villejean.....	79
7.1.3	Une concession Nord-Est assortie d'une option d'export de chaleur.....	80
7.2	Le renouvellement à venir de la DSP Sud	81
7.2.1	Le risque d'une hausse tarifaire en raison de deux facteurs	82
7.2.2	Les pistes d'amélioration pour le renouvellement de la DSP en 2023	83
	ANNEXES	84

SYNTHÈSE

Un service public de chauffage urbain composé de cinq réseaux

Un réseau de chauffage urbain est un système centralisé de distribution de chaleur à l'échelle d'un quartier ou d'une ville, qui satisfait les besoins thermiques des bâtiments et produit de l'eau chaude sanitaire. Les objectifs nationaux de la politique énergétique prévoient de multiplier par cinq la quantité de chaleur renouvelable et de récupération livrée par les réseaux de chaleur à l'horizon 2030.

Les cinq réseaux de chauffage urbain de Rennes Métropole alimentent plus de 45 000 équivalents-logement avec une puissance totale installée d'environ 223 MW en 2018. Les deux infrastructures historiques – Rennes Nord et Rennes Sud – concentrent plus de 95 % de la chaleur livrée. Le troisième réseau le plus vaste, localisé dans la partie Est de Rennes, entré en exploitation en 2015-2016, connaît une extension rapide facilitée par des tarifs bas et un abonné majeur : l'hôpital Guillaume Rénier qui a bénéficié d'un lissage dans le temps de ses droits de raccordement. Ce montage a permis de surmonter l'écueil inhérent au lancement d'un réseau en lui apportant une masse critique dès sa première année d'exploitation. De dimension plus réduite, les deux réseaux de chaleur urbains localisés à Vezin-le-Coquet et à Chartres-de-Bretagne présentent des perspectives d'extension contrastées : encourageantes pour le premier et restreintes pour le second.

Une compétence exercée par Rennes Métropole depuis 2015

Le transfert de la compétence chauffage urbain à Rennes Métropole a entraîné la création d'un service disposant en interne des compétences techniques, financières et juridiques pour contrôler les réseaux de chauffage urbain. Sur le réseau de Vezin-le-Coquet, ce service a apporté une plus-value significative en palliant l'essentiel des lacunes contenues dans le contrat de concession. Dans le cas du réseau de Chartres-de-Bretagne, ce transfert a limité le surdimensionnement de la chaufferie mais n'a pu empêcher la construction d'un équipement au fonctionnement coûteux pour les usagers. Ce transfert à l'échelon métropolitain impose néanmoins une coordination poussée avec les trois communes abritant un réseau de chaleur dans la mesure où celles-ci restent, le plus souvent, maîtres d'ouvrage des zones d'aménagement concerté (ZAC) qui forment le terrain d'extension privilégié de ces installations.

Rennes Métropole a exercé sa mission de planification en élaborant un scénario prospectif répondant à la baisse anticipée des consommations à l'horizon 2030. Cette stratégie s'est traduite par un nouveau contrat de concession signé en 2019, qui permettra notamment d'interconnecter les réseaux Nord et Est d'ici 2025. Cette unification des réseaux a vocation à fournir un débouché supplémentaire à l'usine de valorisation énergétique des déchets (UVED) de Villejean, dans un contexte de diminution prévisionnelle des consommations de chaleur, tout en sécurisant l'approvisionnement en chaleur du réseau Est au cours de son déploiement.

Les relations avec les abonnés et les usagers constituent un axe important de la politique de Rennes Métropole dans la continuité de l'action de la ville de Rennes. Ainsi, les sites internet des délégataires Nord et Sud se sont étoffés sur la période récente. Rennes Métropole mobilise également des leviers de communication variés (journées portes ouvertes, publicité dans l'espace public, spot télévisé) afin d'informer les abonnés et usagers.

Des tarifs compétitifs sur les trois plus grands réseaux et onéreux pour les deux autres

Les deux grands réseaux historiques mêlent un mix énergétique majoritairement « vert » à des tarifs abordables. Le réseau Sud (59,9 € HT/MWh) comme le réseau Nord (62,5 € HT/MWh) livraient une chaleur à un prix nettement inférieur à la moyenne nationale en matière de chauffage urbain (70,3 € HT/MWh) en 2017. Sur le réseau Est, le prix moyen de la chaleur était particulièrement compétitif (55,7 € HT/MWh). Grâce à un bouquet énergétique mixte, ces réseaux disposent d'une relative stabilité des prix ce qui permet de prémunir les abonnés, et par répercussion les usagers finaux, contre les fluctuations du prix des matières fossiles.

La chaleur est bien plus coûteuse à Vezin-le-Coquet (87,5 € HT/MWh en 2018) et, *a fortiori*, à Chartres-de-Bretagne (111,4 € HT/MWh en 2018). Cette cherté trouve notamment son origine dans une densité thermique faible dans le cas de Vezin-le-Coquet et insuffisante à Chartres-de-Bretagne, notamment en raison du raccordement de bâtiments à haute performance énergétique et donc faiblement consommateurs.

Perspectives de développement des réseaux Nord, Est et Sud

Pour couvrir les coûts de l'interconnexion des réseaux Est et Nord ainsi que la modernisation de ce dernier, Rennes Métropole a conclu un contrat de concession d'une durée de 18 ans, soit deux ans de plus que ses délégations précédentes. À l'heure actuelle, les réseaux Nord comme Est bénéficient d'une TVA à taux réduit car leur mix énergétique dépasse le seuil de 50 % d'énergie renouvelable et de récupération (EnR&R). En cas d'un relèvement du seuil d'éligibilité dans le futur, l'unification des deux réseaux permettra d'y faire face grâce au contrat d'achat de la chaleur de récupération produite par l'UVED de Villejean.

Le contrat de délégation de service public (DSP) relatif au réseau Sud arrive à son terme mi-2023. Or, plusieurs incertitudes pèsent sur les conditions financières qui régiront le futur contrat : d'une part la fin en 2026 de l'obligation d'achat d'électricité à un tarif réglementé qui favorise actuellement la cogénération gaz et, d'autre part, le montant élevé de dépenses d'investissement prévues par le schéma directeur en 2025-2030 pour convertir ce réseau en basse pression.

INTRODUCTION

Le contrôle des comptes et de la gestion de Rennes Métropole pour les années 2015 et suivantes s'inscrit dans le cadre d'une enquête nationale des juridictions financières relative au chauffage urbain. Il a été ouvert par lettre du 1^{er} février 2019 adressée à M. Emmanuel COUET, président de Rennes Métropole.

L'entretien prévu par l'article L. 243-1 du code des juridictions financières a eu lieu le 27 novembre 2019 avec M. Olivier DEHAESE, vice-président de Rennes Métropole, qui représentait M. Emmanuel Couet, président de Rennes Métropole.

La chambre, lors de sa séance du 18 février 2020, a arrêté ses observations provisoires. Mme Nathalie Appéré, ordonnateur en fonctions, a répondu par courrier enregistré le 9 septembre 2020 au greffe de la chambre. M. Emmanuel Couet, ancien ordonnateur, ainsi que les ordonnateurs destinataires des extraits relatifs à chacune des communes sur lesquelles sont implantés les réseaux de chaleur urbains gérés par Rennes métropole, n'ont pas fait parvenir de réponse à la Chambre.

Enfin, s'agissant des délégataires destinataires des extraits relatifs à chacun des réseaux de chaleur urbains gérés par Rennes métropole en délégation de service public (DSP), seule la SOGEX a fait parvenir une réponse enregistrée le 3 août 2020.

Après avoir examiné les réponses reçues, la chambre, lors de sa séance du 28 octobre 2020, a arrêté ses observations définitives.

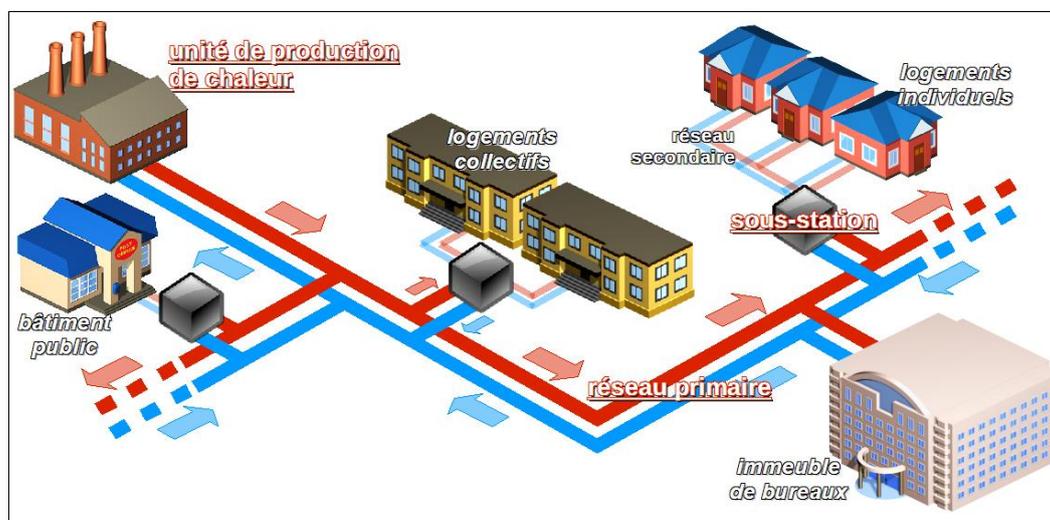
1 LES RÉSEAUX DE CHALEUR RENNAIS

1.1 Le fonctionnement

Un réseau de chaleur urbain (RCU) est un système centralisé de distribution de chaleur à l'échelle d'un quartier ou d'une ville. Il se compose généralement de trois éléments :

- une **chaufferie** qui produit la chaleur. Cette unité de production peut comporter une ou plusieurs chaudières et recourir à divers mixes énergétiques ;
- un ou des **circuits de distribution primaire** qui alimentent des sous-stations en eau chauffée ou surchauffée par des canalisations (voir schéma *infra*). Après utilisation au sein des bâtiments, cette eau refroidie est retournée vers la chaufferie pour y être à nouveau réchauffée ;
- une ou des **sous-stations** qui constituent le point de livraison de chaleur au pied des bâtiments desservis. Elle permet de transférer la chaleur du réseau primaire aux bâtiments via un échangeur thermique, puis de renvoyer vers la chaufferie l'eau chaude qui s'est refroidie lors de son utilisation.

Schéma n° 1 : Fonctionnement d'un réseau de chaleur urbain (RCU)



Source : CEREMA.

Un réseau de chaleur répond à deux besoins¹ :

- le chauffage des bâtiments qui connaît une grande variabilité journalière et saisonnière ;
- la production d'eau chaude sanitaire (ECS) qui implique un fonctionnement permanent.

¹ Il peut également être utilisé dans des processus industriels.

Les cinq réseaux de Rennes Métropole offrent ces deux types de prestation concomitamment, à l'exception du réseau de Vezin-le-Coquet qui ouvre la possibilité aux abonnés de recourir à des modalités de production d'eau chaude sanitaire alternatives.

Le circuit situé à l'intérieur des bâtiments desservis est qualifié de réseau secondaire ; celui-ci n'est pas traité dans le présent rapport. Il se distingue du réseau primaire dans la mesure où son exploitation incombe au gestionnaire du bâtiment (voir encadré ci-dessous).

Réseau primaire et réseau secondaire

Puisque le réseau primaire relie l'unité de production de chaleur au bâtiment raccordé, ce sont les abonnés, c'est-à-dire les responsables de l'immeuble (syndic de copropriété, bailleurs sociaux), qui en sont utilisateurs.

Comme le réseau secondaire correspond à la partie située à l'intérieur des bâtiments desservis, le bénéficiaire du réseau secondaire est l'utilisateur final² (ex : locataire d'un logement d'habitation). Le réseau secondaire ne relève pas du présent rapport.

La distinction entre abonné et usager se reflète dans la **facturation**. L'abonné paye le coût de la chaleur fournie par le réseau primaire. Il répercute ce coût sur l'utilisateur et lui facture également les coûts liés à la gestion du réseau secondaire.

Si le réseau secondaire est distinct du réseau primaire, son fonctionnement a néanmoins une incidence sur celui-ci à travers la température de l'eau du circuit retour. En effet, le rendement du circuit primaire tend à augmenter lorsque l'écart de température entre l'eau en sortie de chaufferie et l'eau en retour est élevée. En effet, une température de l'eau en sortie du réseau secondaire trop élevée (« *retours chauds* ») pose plusieurs problèmes :

- la chaufferie fonctionne en sous-régime et voit son rendement se dégrader puisque l'eau qui lui est retournée ne nécessite pas d'être fortement réchauffée³ ;
- les « *retours chauds* » imposent un débit trop élevé par rapport aux consommations ce qui peut entraver le raccordement d'autres bâtiments, faute de débit suffisant ;
- les « *retours chauds* » entraînent une surconsommation d'eau, qui transporte la chaleur, et de d'électricité, qui active les turbines pour faire circuler l'eau dans les canalisations.

Les retours chauds sont en outre révélateurs d'une mauvaise adéquation des puissances souscrites par les abonnés par rapport à leurs besoins et donc d'un surcoût. Rennes Métropole a cherché à réduire ces retours chauds en révisant le mode de tarification facturé aux abonnés sur le réseau Sud et prévoyant plusieurs dispositifs d'intéressement sur le futur réseau Nord-Est (voir partie 5.2 sur la tarification).

² Dans le cas d'un bâtiment public tel qu'un hôpital, l'abonné et l'utilisateur final sont confondus.

³ Le cas échéant, cela peut avoir des effets négatifs au plan environnemental : en cas de retours trop chauds, la quantité de chaleur à produire peut s'avérer ponctuellement insuffisante pour permettre le fonctionnement de la chaufferie principale biomasse : ce sont alors une ou plusieurs chaufferies d'appoint au gaz naturel, voire au fuel domestique, qui prennent le relais.

1.2 Les avantages d'un réseau de chaleur urbain et les freins à son développement

1.2.1 Compétitivité

Les réseaux de chaleur urbains (RCU) bénéficient d'économies d'échelle⁴ supérieures à celles des réseaux individuels. Sous réserve d'une densité thermique⁵ suffisante, le rendement d'un réseau de chauffage urbain tend ainsi à s'améliorer avec l'augmentation de la quantité de chaleur livrée. En effet, les coûts fixes, liés notamment à la création et à l'exploitation d'une installation de production de chaleur, représentent une part significative des coûts d'un réseau de chaleur urbain.

Par rapport aux réseaux individuels, les réseaux de chaleur urbains présentent un second avantage lié à la diversification de leurs profils d'abonnés permettant un lissage de la production de chaleur au cours de la journée. Ce lissage, induit par le phénomène dit du foisonnement⁶, permet de stabiliser la puissance appelée par les générateurs de sorte que leur rendement s'en trouve amélioré. En particulier, les locaux professionnels connaissent une pointe de consommation entre 6 h et 12 h tandis que les logements d'habitation doivent être plus fortement chauffés le soir.

D'après une étude intitulée *Comparatif des modes de chauffage et prix de vente de la chaleur* (2015) conduite par AMORCE⁷, le prix de l'énergie distribuée par un réseau de chaleur urbain est inférieur à celui d'un réseau individuel qu'il soit au gaz, au fioul ou électrique. Ainsi, les réseaux de chaleur sont susceptibles de constituer un instrument de réduction de la précarité énergétique des ménages⁸ sous réserve que leurs performances soient suffisantes.

En termes d'efficacité, la technologie joue un rôle important comme en témoigne la distinction entre réseaux en basse pression (BP)/basse température (BT) et en haute pression (HP)/haute température (HT). Les canalisations en haute température distribuent de l'eau surchauffée (110°C ou plus) tandis que celles en basse température véhiculent de l'eau chauffée. La technologie basse pression est réputée plus performante que la haute pression :

⁴ Les économies d'échelle désignent le mécanisme consistant dans une baisse du coût unitaire d'un produit lorsqu'une entreprise augmente la production de ce produit. La présence d'économies d'échelle résulte souvent de coûts fixes importants.

⁵ La densité thermique rapporte l'énergie livrée à la longueur des canalisations. Elle renseigne ainsi sur l'efficacité du dimensionnement du réseau.

⁶ Le foisonnement est le phénomène par lequel « la demande en chaleur d'un quartier est lissée du fait du caractère asynchrone des besoins des différents bâtiments » (CEREMA).

⁷ AMORCE est une association réunissant les collectivités territoriales et intercommunalités ainsi les autres acteurs locaux actifs dans le cycle de l'eau, la gestion des déchets et la transition énergétique. Comptant environ 900 adhérents, ce réseau se présente comme « principale représentante des collectivités engagées dans la transition énergétique, dans l'économie circulaire et dans la gestion durable de l'eau » sur son site internet.

⁸ La loi du 12 juillet 2010 dite Grenelle II considère une personne en situation de précarité énergétique lorsqu'elle « éprouve dans son logement des difficultés particulières à disposer de la fourniture d'énergie nécessaire à la satisfaction de ses besoins élémentaires en raison de l'inadaptation de ses ressources ou de ses conditions d'habitat ».

- rendements plus élevés : en raison d'un différentiel de température plus élevé avec le milieu environnant, les canalisations à haute température subissent des déperditions d'énergie plus importantes, qui abaissent d'autant le rendement thermique du réseau, que les canalisations à basse température ;
- coûts de maintenance moindres : l'eau véhiculée dans les réseaux à haute température, dite surchauffée, est maintenue à l'état liquide au moyen d'une forte pression. À l'inverse, l'eau distribuée dans des canalisations à basse température est à une température inférieure à 100°C de sorte qu'il n'est pas nécessaire de la maintenir à une pression aussi élevée ;
- coûts de raccordement plus faibles.

C'est pourquoi des travaux importants ont été réalisés pour faire passer une portion significative du réseau Sud en basse pression.

1.2.2 Préservation de l'environnement

Le chauffage urbain présente un double avantage sur le plan environnemental : des rejets atmosphériques mieux encadrés par des normes plus strictes que pour le chauffage individuel et un recours plus important aux énergies renouvelables et de récupération (EnR&R). Toutefois, EnR&R et énergies fossiles peuvent être complémentaires dans la mesure où ces dernières constituent parfois un appoint pendant les périodes de pics de consommation.

Les réseaux de chauffage urbain sont susceptibles de recourir à trois types d'énergie qui peuvent se combiner au sein d'une même installation :

- **fossiles** : elles utilisent le gaz naturel, le fioul ou le charbon ;
- **renouvelables** : elles s'appuient en général sur une chaufferie à biomasse qui consomme du bois et ses dérivés (plaquettes forestières, granulés) ou sur la géothermie. La production de chaleur à l'aide de bois produit des gaz à effet de serre (GES) mais il est supposé que ces rejets sont compensés à l'échelle du cycle du carbone ;
- de **récupération** : il s'agit de la chaleur dite fatale⁹. À Rennes Métropole, c'est le réseau Nord qui recourt très majoritairement à cette source d'énergie par l'achat de chaleur provenant de l'usine de valorisation des déchets (UVED) de Villejean.

En 2017, 56 % de la chaleur distribuée dans les réseaux de chaleur français provient d'EnR&R d'après le CEREMA¹⁰. Situation favorisée par l'assujettissement du tarif du chauffage urbain à un taux réduit de TVA (à 5,5 %), dès lors que les EnR&R représentent au moins 50 % de l'énergie fournie¹¹.

Cette proportion élevée d'énergies renouvelables et recyclables est susceptible de présenter un intérêt en termes de lutte contre la précarité énergétique, en raison de leur moindre volatilité tarifaire par rapport aux énergies fossiles.

⁹ La chaleur fatale désigne une énergie générée au cours d'un processus tel que l'incinération de déchets. En ce sens, elle est « fatalement » produite à cette occasion. Les centrales de production de chaleur fatale sont fréquemment des unités de valorisation énergétique des déchets (UVED).

¹⁰ Le Centre d'étude et d'expertise sur les risques, l'environnement, la mobilité et l'aménagement (CEREMA) est un établissement public fournissant un appui technique aux acteurs publics dans neuf domaines parmi lesquels la transition énergétique.

¹¹ B de l'article 278-0 bis du code général des impôts.

1.2.3 Freins potentiels

Plusieurs freins peuvent entraver le développement d'un réseau de chaleur urbain :

- la création d'un réseau de chaleur urbain (RCU) ou d'une portion d'un tel réseau implique de réaliser des travaux importants qui peuvent se répercuter significativement sur la part fixe de la tarification à l'abonné. À cet égard, le réseau Est de Rennes a surmonté cet obstacle en raccordant un abonné à forte densité thermique (un hôpital) dès sa première année d'exploitation, quitte à accepter pour cela un lissage dans le temps des droits de raccordement (voir partie 6.3.1) ;
- un réseau de chaleur urbain (RCU) est en partie tributaire de la densité urbaine pour atteindre une densité thermique¹² suffisante et donc un rendement suffisant (voir partie 1.4). Par conséquent, ces réseaux ne peuvent que difficilement être viables sur des zones où le bâti est trop dispersé et/ou trop peu consommateur de chaleur ;
- le chauffage urbain impose une coordination entre plusieurs acteurs (qui peuvent néanmoins coïncider) : l'autorité organisatrice, l'aménageur d'une Zone d'Aménagement Concerté (ZAC) parfois, l'exploitant, des fournisseurs de chaleur, l'abonné et l'utilisateur final. L'interface entre ces parties prenantes est cruciale. Par exemple, les ZAC qui ne sont pas de compétence métropolitaine, notamment à Vezin-le-Coquet et à Chartres-de-Bretagne, imposent une coordination entre les communes aménageuses et Rennes Métropole.

1.3 Parmi les cinq réseaux métropolitains, ceux historiques de Rennes Nord et Sud concentrent plus de 95 % de la chaleur livrée

Tableau n° 1 : Les réseaux métropolitains en chiffres (2018)

	Longueur (km)	Date de création	Chaleur livrée (MWh)	Puissance installée (MW)
<i>Rennes - Sud</i>	41,7	1968	190 475	151,5
<i>Rennes - Nord</i>	21,4	1964	124 696	49,1
<i>Rennes - Est</i>	2,7	2015	14 060	17,2
<i>Vezin-le-Coquet</i>	1,6	2008	3 372	3
<i>Chartres-de-Bretagne</i>	0,6	2017	643	1,7

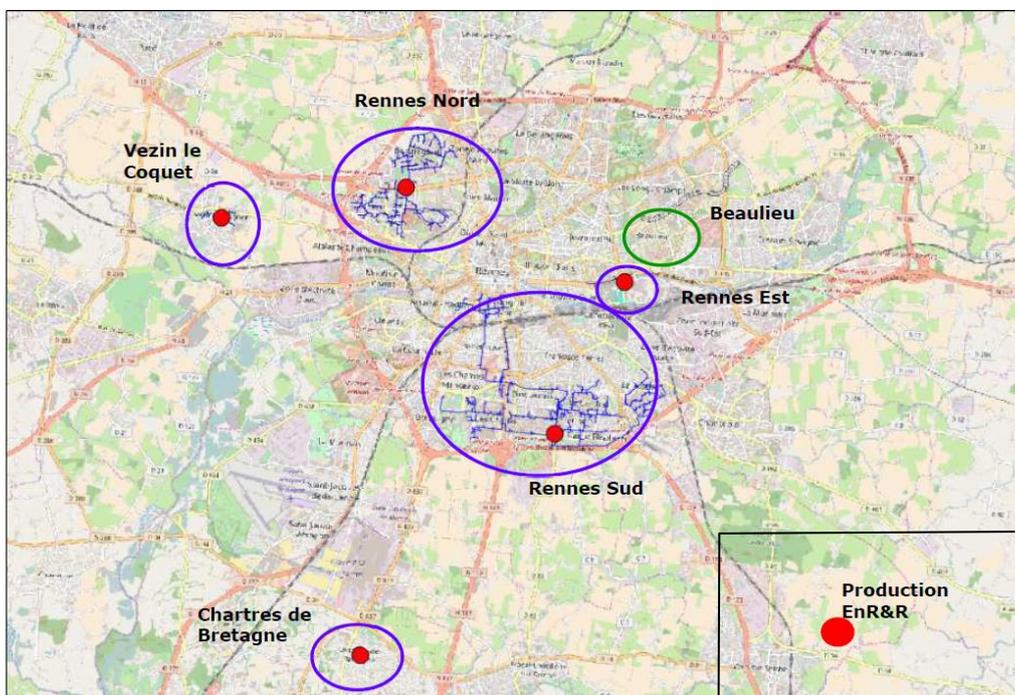
Source : Chambre régionale des comptes à partir des données de Rennes Métropole.

Rennes Métropole est l'autorité organisatrice de cinq réseaux de chauffage urbain. Les deux plus importants – Rennes Sud et Nord – se trouvent sur le territoire de la commune de Rennes : ils représentent plus de 95% de l'énergie livrée. Le troisième réseau se trouve dans la partie Est de Rennes. Par ailleurs, le réseau de Beaulieu (en vert sur la carte) se situe également sur le territoire rennais mais relève d'une autre autorité organisatrice : l'université de Rennes 1.

¹² Par convention, la densité thermique est calculée en rapportant la chaleur livrée par an (en MWh) à la longueur des réseaux (en mètre linéaire ou ml) ou au nombre d'équivalent-logement.

Deux autres réseaux se situent à Vezin-le-Coquet et Chartres-de-Bretagne.

Carte n° 1 : Réseaux de chaleur urbains sur le territoire de Rennes Métropole



Source : Schéma directeur de Rennes Métropole (2018).

Le principal projet sur la période 2020-2025 consiste dans la modernisation du réseau Nord et son raccordement au réseau Est. A l'heure actuelle, aucune création d'un nouveau réseau par Rennes Métropole de chaleur n'est à l'étude, l'accent étant mis sur le développement des trois grands réseaux.

Les réseaux de Rennes Sud et Nord desservent chacun plusieurs quartiers de la ville et s'étendent sur plus de 63 km à eux deux. Ils sont d'ailleurs les seuls à être soumis à des quotas d'émission de gaz à effet de serre (GES)¹³. En 2018, ils concentraient plus de 95 % de l'énergie livrée tandis que celui de Rennes Est (Baud-Charдонnet) représentait 3 % du total en 2018. Ainsi, les infrastructures de Vezin-le-Coquet et de Chartres-de-Bretagne comptaient pour moins de 2 % du total.

¹³ L'annexe I de la directive 2003/87/CE fixe le seuil à une puissance supérieure à 20 MW par installation, pour l'intégration dans le système d'échange de quotas d'émission de gaz à effet de serre.

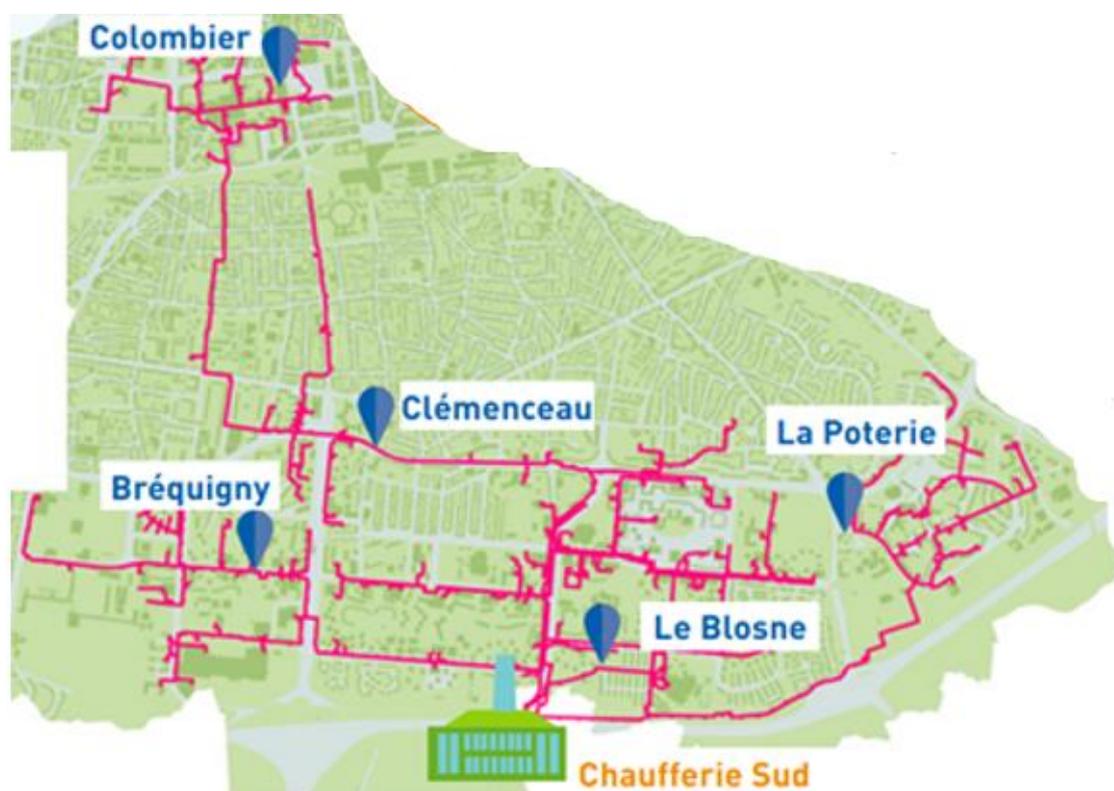
1.3.1 Le réseau Rennes Sud est le plus étendu et le plus important

1.3.1.1 Caractéristiques physiques du réseau Sud

Créé en 1968, le réseau de Rennes Sud est le plus étendu et livre la quantité de chaleur la plus élevée parmi ceux de Rennes Métropole. En 2018, il courait sur 41,7 km et desservait 293 abonnés, pour des livraisons de chaleur équivalent à 24 000 logements en 2018.

Il couvre la partie Sud de Rennes (quartiers du Blosne, de Bréquigny, de la Poterie et de Clémenceau) et remonte jusqu'au centre (quartier Colombier) où il poursuit notamment son déploiement sur la ZAC EuroRennes. En outre, la prison des femmes et les lycées Émile Zola et René Descartes ont été raccordés sur la période 2018-2019. Enfin, les raccordements sur la zone Blosne Est se poursuivent.

Carte n° 2 : Tracé du réseau Sud



Source : Rennes Métropole.

Il se compose à 62 % de réseaux en basse pression (25,9 km) en 2018. Cette proportion a fortement crû par rapport à 2015 où les tronçons en haute pression restaient majoritaires à 52 %.

1.3.1.2 Un mix énergétique reposant majoritairement sur la biomasse mais laissant une place importante au gaz naturel et à la cogénération

L'alimentation du réseau Sud reposait jusqu'en 2013 exclusivement sur les énergies fossiles (gaz ou fioul) produites dans la centrale thermique du Blosne. Depuis 2013, la part des énergies renouvelables dans le mix énergétique a dépassé 50 % grâce au contrat d'achat de la chaleur produite par la chaufferie biomasse (bois) du Bintinnais de la société Dalkia¹⁴. Dans la convention signée avec Dalkia (qui ne détient pas la délégation du réseau mais est uniquement fournisseur d'énergie), trois avantages sont mis en avant pour le réseau Sud :

- un mix énergétique plus diversifié et donc moins exposé à la variabilité des prix des hydrocarbures ;
- la TVA à taux réduit réservée aux réseaux approvisionnés au moins pour moitié en EnR&R : l'article 2 de l'annexe 3A à la convention de délégation de service public (DSP) Sud impose d'une part au délégataire d'enlever au moins 50 % des besoins du réseau Sud depuis la centrale Dalkia biomasse Rennes (DBR) et, d'autre part, à Dalkia de fournir *a minima* 50 % des besoins du réseau Sud en énergie renouvelable ;
- un desserrement de la contrainte environnementale, notamment au regard des quotas d'émission de CO₂.

Ce réseau est également alimenté en gaz qui compte pour près de 45 % de l'énergie livrée. Une partie de cette production à partir de gaz¹⁵ donne lieu à **cogénération**, processus qui consiste à produire simultanément et dans la même installation à la fois de l'électricité et de la chaleur¹⁶. La cogénération a vocation à apporter des économies d'énergie par rapport à la production séparée de chaleur et d'électricité. L'électricité cogénérée est revendue à EDF dans le cadre d'un marché d'achat. La cogénération permet ainsi d'abaisser les coûts nets de l'exploitant et d'en faire bénéficier l'abonné. D'ailleurs, la délégation de service public relative à l'exploitation du réseau Sud prévoit des dispositifs d'intéressement du délégataire et des abonnés à la cogénération gaz (voir partie 5.2.2).

La cogénération intervient à deux étapes dans la fourniture de chaleur du réseau :

- en amont et en dehors du champ de la délégation de service public à travers l'achat de chaleur cogénérée auprès de Dalkia ;
- dans le cadre de la délégation de service public à travers la cogénération gaz.

¹⁴ Centrale biomasse qui produit de l'électricité vendue selon les tarifs réglementés à EDF et de la chaleur vendue au délégataire du réseau de chaleur de Rennes Sud.

¹⁵ Le gaz est exploité dans quatre chaudières totalisant une puissance nominale de 107,5 MW (hors cogénération).

¹⁶ À l'occasion d'une cogénération, les gaz chauds issus d'une combustion agissent sur des turbines pour produire de l'électricité et la chaleur restante à la suite de ce processus peut être utilisée pour alimenter un réseau de chauffage urbain.

1.3.2 Le réseau de Rennes Nord : des installations reposant sur l'énergie de récupération

1.3.2.1 Caractéristiques physiques

Créé en 1964, il s'agit du plus ancien réseau de chaleur urbain de Rennes Métropole et du deuxième plus vaste. En 2018, il s'étendait sur 21,4 km dont la majorité (59 %) était composée d'installations à haute température. Il a livré 142 GWh à 167 abonnés, soit l'équivalent de 20 000 logements.

Ce réseau est implanté dans la partie Nord-Ouest de la ville, en particulier les quartiers de Villejean et de Beauregard. Son principal abonné est le CHU de Villejean qui inclut désormais l'établissement français du sang qui s'est raccordé en 2018. Le réseau s'étend vers le quartier de Bourg-l'Évêque, au Sud-Est de l'usine d'incinération de Villejean. Cette extension a pour objectif principal de raccorder les 330 logements situés dans la copropriété des rives de l'Ille.

Carte n° 3 : Tracé du réseau Nord (2018)



Source : Rennes Métropole.

1.3.2.2 L'énergie de récupération constitue l'essentiel de la chaleur livrée sur ce réseau

Le mix énergétique du réseau repose très majoritairement sur l'achat de chaleur de récupération produite par l'unité de valorisation énergétique des déchets (UVED) de Villejean et vendue à l'exploitant du réseau¹⁷. Sur la période 2013-2018, l'UVED a fourni 89 % de la chaleur distribuée dans le réseau, le reste provenant de quatre chaudières fonctionnant au gaz fossile totalisant 68 MW (puissance nominale).

Le potentiel de l'UVED en termes de fourniture de chaleur n'est pas pleinement exploité à l'heure actuelle, particulièrement en période estivale. Pour remédier à cette situation, Rennes Métropole, propriétaire de cet équipement, a planifié l'interconnexion des réseaux Nord et Est d'ici 2025 (voir partie 2.2.3).

1.4 Le mix énergétique des trois réseaux plus récents repose sur la biomasse

1.4.1 Le réseau Est (ZAC Baud Chardonnet) : un démarrage réussi et un déploiement qui se poursuit

Entré en exploitation en décembre 2015, le réseau Est n'a compté qu'un seul abonné jusqu'en octobre 2017 : le centre hospitalier Guillaume Régnier. Sur l'exercice 2017, cet hôpital a concentré 97 % des 12 239 MWh de chaleur livrée.

Initialement, cette installation ne desservait que le quartier de Baud Chardonnet. Depuis octobre 2017, le réseau connaît une extension soutenue : trois abonnés se sont raccordés au cours du dernier trimestre 2017 et un de plus en 2018. Ce réseau comptait 2,7 km en 2018 contre 1,3 seulement en 2016. Pour autant, la place de l'hôpital Guillaume Régnier reste prépondérante avec 89 % de l'énergie totale livrée en 2018. Cette part est néanmoins amenée à diminuer avec l'extension de ce réseau vers l'aire de Maurepas dans le but de raccorder 1 400 logements sociaux gérés par Archipel Habitat situés dans le quartier du Gros Chêne et, postérieurement, d'autres abonnés de Maurepas. À cette fin, Rennes Métropole a installé une nouvelle chaufferie biomasse fin 2019 pour assurer l'approvisionnement en chaleur des logements du Gros Chêne.

Le taux de couverture par des énergies renouvelables (biomasse) se situe à 93,5 % en 2018. La production de chaleur est en effet assurée par une centrale à bois complétée par plusieurs générateurs gaz d'appoint. Ce bois, fourni par l'entreprise Dalkia dans le cadre d'un marché global, provient à plus de 80 % de plaquettes forestières, le reste étant issu de plaquettes bocagères. L'intégralité du réseau est composé d'installations en basse pression.

¹⁷ Les conditions de vente de cette chaleur de récupération sont régies par une convention entre Rennes Métropole et l'exploitant du réseau.

Cette infrastructure présente l'avantage d'avoir desservi dès sa mise en exploitation un abonné consommant des quantités élevées de chaleur – l'hôpital Guillaume Régnier – de sorte que ce réseau propose des tarifs très compétitifs résultant d'une densité thermique très élevée en 2016-2017. Ce raccordement initial de l'hôpital Guillaume Régnier a été rendu possible par un mécanisme de lissage et de paiement des droits de raccordement sous forme d'une part abonnement (R2) additionnelle (voir partie 6.3.1 sur la politique commerciale).

1.4.2 Vezin-le-Coquet : des tarifs élevés mais des perspectives de déploiement encourageantes

Le réseau de Vezin-le-Coquet est entré en exploitation en 2010. Il dessert plusieurs bâtiments publics (une médiathèque, un restaurant scolaire, la mairie et un centre culturel), un EHPAD et les logements se trouvant sur la ZAC des Champs Bleus. Courant sur 1,6 km, cet équipement a fourni 3 372 MWh à dix-neuf abonnés en 2018. L'intégralité du réseau se compose d'installations en basse pression. Toutefois, il propose des tarifs élevés en raison des coûts fixes liés à la création des canalisations et la construction de la chaufferie de 2007 à 2011 (voir point 5.1.3 sur la tarification).

Ce réseau, dont la création et l'exploitation ont été déléguées à la société SOGEX, est en extension depuis 2010. Après avoir enregistré 3,3 raccordements nouveaux par an sur la période 2011-2013, il n'est plus que de 0,8 raccordement par an entre 2014 et 2018.

En 2018, la production d'énergie provient d'une chaudière biomasse pour 85 % de l'énergie totale produite ; les 15 % restants étant constitués de deux chaudières gaz d'appoint pour répondre aux pics d'appel. Le bois servant de combustible est issu de produits connexes de scieries (PCS). Ce réseau se caractérise par des consommations estivales particulièrement faibles car certains abonnés n'ont pas souscrit pour la fourniture de l'eau chaude sanitaire (ECS).

À long terme, ce réseau bénéficie de perspectives de croissance encourageantes car la ZAC des Champs Bleus devrait continuer à enregistrer des livraisons de logements jusqu'en 2026. Ainsi, Rennes Métropole prévoit deux raccordements en 2019-2020 et envisage deux autres sur les deux années suivantes. Au total, quatorze raccordements potentiels ont été identifiés jusqu'en 2025 par la métropole de Rennes.

1.4.3 Chartres-de-Bretagne (ZAC Porte de la Seiche) : un réseau problématique

Le réseau n'est entré en exploitation effective qu'en mai 2017. En raison des faibles consommations jusqu'au 31 décembre 2017, le gaz s'est entièrement substitué à la biomasse jusqu'à cette date. En effet, l'évolution infra-quotidienne des appels de puissance peut entraîner des arrêts thermostatiques de la chaufferie bois lorsque les appels sont inférieurs au seuil de fonctionnement de la chaufferie¹⁸. Or, ces arrêts thermostatiques sont susceptibles d'entraîner une usure prématurée de cet équipement.

¹⁸ En-deçà de ce seuil, des condensats se forment dans les cheminées.

Cette situation résulte des choix opérés par la commune de Chartres-de-Bretagne, autorité organisatrice du réseau jusqu'en 2015, qui a retenu une capacité de production permettant un déploiement ambitieux. Dans ce scénario, 473 logements avaient vocation à être raccordés aboutissant à une chaleur livrée de plus de 1 939 MWh par an à terme. Or, ce réseau a livré moins de 650 MWh en 2018 et, en présence de perspectives d'extension minces notamment liées à la cherté de la chaleur vendue, ce montant est peu susceptible d'augmenter significativement. Un second scénario (le 4bis) reposait sur des hypothèses moins ambitieuses (1 089 MWh de chaleur livrée à terme) : il comportait donc un risque moindre, d'autant plus que la densité thermique visée était plus élevée. Rennes Métropole a jugé ces prévisions peu réalistes ce qui l'a amené à revoir à la baisse le dimensionnement de la chaufferie en faisant passer, par voie d'avenant à l'un des marchés passés par la commune de Chartres-de-Bretagne, en avril 2014 (date à laquelle le transfert de compétence à la métropole au 1^{er} janvier 2015 était connu) en vue de la création de cet équipement, sa puissance de 1 010 kW à 760 kW (une chaudière bois et une chaudière gaz).

Malgré tout, la chaufferie de Chartres-de-Bretagne reste surdimensionnée ce qui induit des coûts importants pour les usagers du réseau et pèse *in fine* sur les finances métropolitaines dans la mesure où Rennes Métropole assure le pilotage de ce réseau.

La commune de Chartres-de-Bretagne avait connaissance du fait que la densité thermique de son réseau était inférieure à 1,5 MWh/ml/an, ce qui excluait l'octroi d'une aide financière de l'Ademe, fragilisant d'autant plus le montage financier.

En 2018, la chaudière biomasse a néanmoins pu être mise en service en fin d'année mais n'a contribué qu'à hauteur de 10 % au mix énergétique tandis que 90 % continuaient à provenir de gaz fossile. Un point positif est néanmoins à relever : la quantité de chaleur livrée a fortement progressé de 2017 à 2018 en passant de 270 MWh à 643 MWh.

1.5 La densité thermique des réseaux

Un réseau caractérisé par une densité basse tend à être coûteux, coût qui se répercute sur les abonnés. En effet, les investissements consentis (chaudières et canalisations) risquent d'y être insuffisamment amortis dans la mesure où le niveau d'activité du réseau ne suffit pas à compenser les coûts fixes, sauf à rehausser la part fixe de la facture (voir 5.1.3 dans la partie tarification). Une faible densité peut notamment résulter de l'allongement des réseaux qui aura induit des dépenses d'investissement élevées, entraînant ainsi un cercle non vertueux.

La densité d'un réseau ne se mesure pas au nombre de bâtiments raccordés mais à la consommation des abonnés. En effet, un réseau disposant d'un nombre important de bâtiments desservis mais consommant en moyenne peu de chaleur connaîtra des difficultés à amortir ses coûts fixes comme c'est le cas à Vezin-le-Coquet et, *a fortiori*, à Chartres-de-Bretagne. À l'inverse, le réseau Est, qui présentait un nombre très bas de bâtiments raccordés en 2018, était néanmoins performant grâce à la consommation importante de son principal abonné : l'hôpital Guillaume Régnier¹⁹.

Pour tenir compte de la consommation des abonnés, c'est la densité thermique qui est utilisée. Celle-ci se définit comme le rapport entre la quantité de chaleur livrée sur une année (exprimée en MWh) et la longueur des réseaux de chaleur (exprimée en mètres linéaires par an). Elle renseigne donc sur la consommation de chaleur par linéaire de réseau. Les réseaux Sud et Nord bénéficient une densité thermique relativement stable sur la période 2014-2018 (voir 3.4.1).

¹⁹ La densité thermique du réseau Est a néanmoins baissé en 2018 pour s'établir à 5,2 MWh/ml. Mais ce niveau n'est pas représentatif dans la mesure où il résulte de l'allongement rapide des réseaux (de 1,5 km en 2017 à 2,7 km en 2018) en vue d'effectuer les raccordements prévus dans le quartier du Gros Chêne.

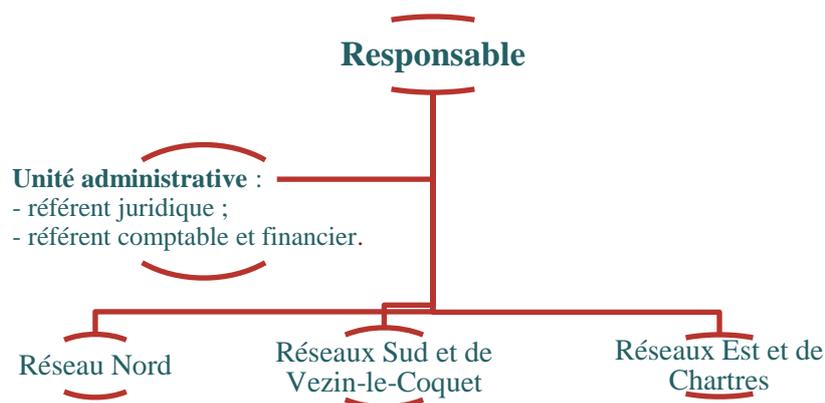
2 UNE COMPÉTENCE MÉTROPOLITAINE DEPUIS 2015

2.1 Les conditions d'exercice de cette compétence

2.1.1 La création d'un service dédié

Le pilotage du chauffage urbain par Rennes Métropole est assuré par le service « réseaux d'énergie et de chaleur » (SREC) qui a été créé au sein de la direction des déchets et réseaux d'énergie. Ce service regroupe sous la responsabilité d'un ingénieur, d'une part, une unité administrative pour les compétences juridiques et comptables et d'autre part, trois ingénieurs chargés d'opération, pour le suivi technique et financier des réseaux.

Organigramme n° 1 : Organisation du service réseaux d'énergie et de chaleur



Source : Rennes Métropole.

L'organisation et le fonctionnement du service permettent de croiser les compétences requises pour assurer le suivi de l'activité des délégataires et des titulaires des marchés d'exploitation, avec la possibilité de recourir plus largement à la direction des finances et à la chargée des contrats complexes de Rennes Métropole, le cas échéant.

2.1.2 L'audit financier sur les deux grands réseaux

Dans le sillage de la prise de compétence réseaux de chaleur au 1^{er} janvier 2015, Rennes Métropole a recouru à un marché public à procédure adaptée (MAPA) pour obtenir une étude sur les éléments financiers des DSP Nord et Sud²⁰. À la suite d'un appel public à la concurrence, sept candidats se sont manifestés. Chacune des sept candidatures a été déclarée recevable par la commission d'analyse des offres (CAO) réunie pour l'occasion. Le soumissionnaire retenu *in fine* se distinguait par un prix significativement plus élevé que ses concurrents. Si l'avis de publicité portait un montant indicatif de 40 000 € pour la prestation intellectuelle en question, seul le candidat ayant remporté le marché avait soumis une offre supérieure à ce montant (46 000 € HT). Plus encore, la seconde offre la plus onéreuse représentait seulement un peu plus de la moitié de ce montant (23 157 €). Initialement, l'analyse des offres avait placé le candidat retenu *in fine* à la deuxième place avec 6,93 points obtenus contre 7,09 pour le premier et 6,85 pour le troisième. Rennes Métropole a alors décidé d'ouvrir des négociations avec trois candidats afin que ceux-ci précisent le contenu de leur offre et leur méthodologie.

À l'issue de ce processus de négociation, le candidat retenu avait réduit son prix à 39 500 €. Grâce à cette baisse, il a remporté le marché avec une marge très réduite, en ayant reçu une note de 7,46/10 contre 7,40 pour le soumissionnaire arrivé en deuxième position.

Le choix du prestataire retenu traduisait le souhait de Rennes Métropole de privilégier la qualité de la prestation sur le critère prix : la valeur technique représentait 50 % de la note du critère de jugement contre 40 % pour le critère prix. En effet, le soumissionnaire retenu (groupement Partenaires finances locales²¹, Parme Avocats et IRH Ingénieur-conseil comme sous-traitant) proposait l'offre la plus onéreuse parmi les sept candidats avant négociation et également la plus coûteuse parmi les trois retenus après la phase de négociation.

Au stade de l'exécution du contrat, il apparaît que plusieurs prestations annoncées par Partenaires finances locales dans sa *Note méthodologique* n'ont pas été réalisées :

- « *Comparaison avec d'autres DSP Réseaux de Chaleur Partenaires finances locales* » ;
- calcul des flux de trésorerie « *afin de recalculer le Taux de Rentabilité Interne (TRI) et/ou la Valeur actuelle Nette des flux financiers* » ;
- visite sur sites pour étayer « *l'analyse technico-économique des comptes de gros entretien* » ;
- étude de la « *structure de la dette des deux Délégués de Rennes Métropole* » ainsi que la soutenabilité de cette dette à travers l'analyse du fonds de roulement et du besoin en fonds de roulement ;
- examen de la qualification du sort des biens au regard de la jurisprudence « *Commune de Douai* » du Conseil d'État avec la mention du caractère sensible de cette question pour certains systèmes informatiques et certains fichiers.

Ainsi, la chambre constate que l'ensemble des prestations qualitatives, sur la base desquelles le choix du prestataire a été opéré, n'a pas été exécuté.

²⁰ Par ailleurs, l'examen du marché pour l'audit financier du réseau de Vezin-le-Coquet n'appelle pas d'observation particulière.

²¹ Au demeurant, Partenaires finances locales avait déjà été sélectionné pour l'audit financier de Vezin-le-Coquet, mission dont il s'était acquitté fin décembre.

En réponse aux observations provisoires de la chambre, l'ordonnateur a réaffirmé que l'offre retenue *in fine* lui était « *apparue dès son origine comme la plus qualitative* », même sans les prestations non exécutées. Tout en ajoutant que « *la non réalisation de certaines prestations [...] ne relève pas, selon [elle], d'un manquement du prestataire* ».

2.1.3 L'absence de classement des réseaux de chaleur de Rennes Métropole

Une autorité organisatrice d'un réseau de chaleur urbain a la faculté de contraindre certains abonnés à se raccorder à ce réseau à condition qu'elle enclenche une procédure dite de classement soumise à trois conditions de fond, en particulier l'une touchant à l'équilibre financier de l'opération²². Elle peut alors raccorder d'office les nouvelles constructions ainsi que les bâtiments ayant été significativement réhabilités dès lors qu'elles se trouvent dans une zone de développement prioritaire. Un tel instrument coercitif peut être utilisé pour permettre au réseau d'atteindre sa masse critique sur le plan financier. En 2010, la loi n° 2010-788 dite Grenelle 2 a simplifié cette procédure et si début 2014, seulement cinq réseaux de chaleur avaient été classés, ce nombre dépassait la vingtaine sur 761 réseaux de chaleur fin 2017²³.

Sur les deux grands réseaux historiques, la majorité des extensions ont eu lieu sur des zones d'aménagement concerté (ZAC), en particulier celles de Beauregard et de Normandie-Saumurois sur le réseau Nord et celle d'EuroRennes et du Blosne-Est sur le Sud. Or, ces deux installations ont connu une extension soutenue depuis 2015 (voir partie 3.4 sur la densité thermique). Quant au réseau Est, la question du classement ne se pose pas en raison de son rapide déploiement en cours depuis 2018, facilité par l'attractivité de ses tarifs.

L'opportunité d'un classement des réseaux de Rennes Métropole a été abordée dans son schéma directeur à travers une présentation technico-juridique de la procédure de classement. Actuellement, Rennes Métropole n'a procédé au classement d'aucun de ses réseaux et n'envisage pas de recourir à cette procédure y compris sur les réseaux de Chartres-de-Bretagne et de Vezin-le-Coquet, qui se caractérisent par des niveaux de redevance élevés susceptibles de nuire à leur attractivité. Rennes Métropole fait en effet valoir que ces deux réseaux se trouvent sur des ZAC dans lesquelles le raccordement au chauffage urbain est inscrit dans le cahier des charges des cessions de terrain ce qui n'incite pas au classement de ces deux réseaux. De plus, Rennes Métropole considère que ce procédé via les ZAC présente l'avantage d'être négocié avec les bailleurs à la différence du classement qui est une décision unilatérale. Enfin, la faible densité thermique des deux réseaux les plus onéreux (cf. 5.1.3 sur le lien entre niveau des tarifs et densité thermique) rend difficile la garantie de l'équilibre économique du raccordement qui constitue l'une des conditions substantielles pour raccorder d'office un bâtiment.

²² Il faut alors respecter les trois conditions cumulatives suivantes exposées à l'article L. 712-1 du code de l'énergie : 1- le réseau est alimenté à 50 % ou plus par des énergies renouvelables et/ou de récupération (EnR&R) ; 2- un comptage des quantités d'énergie livrées par point de livraison est assuré ; 3- l'équilibre financier de l'opération pendant la période d'amortissement des installations est assuré.

²³ Selon l'enquête annuelle 2018 publiée par le SNCU et la Fedene.

À la suite de l'adoption d'un amendement porté par l'association Amorce, la loi énergie et climat du 8 novembre 2019 (article 55) opère un renversement en matière de classement des réseaux de chaleur urbains. À compter du 1^{er} janvier 2022, les réseaux de chaleur seront tous classés par défaut, l'autorité organisatrice conservant toutefois la possibilité, « *sur délibération motivée, de ne pas classer un réseau de chaleur situé sur son territoire* ».

2.2 Le schéma directeur de Rennes Métropole

Rennes Métropole devait élaborer un schéma directeur dans le cadre de ses fonctions de planification du chauffage urbain sur son territoire. Un tel document « *concourt à la réalisation de l'objectif d'une alimentation des réseaux de chaleur ou de froid à partir d'énergies renouvelables et de récupération en 2020. Il inclut une évaluation de la qualité du service fourni et des possibilités de densification et d'extension de ce réseau et d'interconnexion de ce dernier avec les autres réseaux situés à proximité, ainsi qu'une évaluation des possibilités de développement de la part des énergies renouvelables et de récupération dans l'approvisionnement du réseau* » (article L. 2224-38 du code général des collectivités territoriales transcrivant l'article 194 de la loi du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte).

Le *schéma directeur des réseaux de chaleur de la Métropole Rennaise* a été adopté le 5 avril 2018 par une délibération du conseil métropolitain, autorité organisatrice du réseau, avant la date butoir fixée au 31 décembre 2018 dans l'article L. 2224-38 du code général des collectivités territoriales.

Si le contenu du document de planification satisfait aux exigences légales²⁴, la chambre invite Rennes Métropole à présenter à l'avenir plus en détail le contenu du schéma directeur dans la délibération qui l'adopte.

2.2.1 Les enjeux identifiés dans le schéma directeur

2.2.1.1 Conclusions générales de l'audit sur les réseaux

Les principales forces des réseaux métropolitains, telles qu'identifiées dans le schéma directeur, sont les suivantes :

- des tarifs compétitifs et peu dépendants du prix des hydrocarbures. Il était toutefois relevé que les tarifs de Vezin-le-Coquet et Chartres-de-Bretagne sont onéreux ;
- des « *taux EnR&R et des contenus de CO₂ de réseau très satisfaisants* » ce qui garantit notamment un taux réduit de TVA ;
- des « *densités énergétiques favorables, à l'exception du réseau de Vezin-le-Coquet* » ;

²⁴ Il concourt à l'objectif d'une alimentation des réseaux en énergie renouvelable, s'intéresse au service rendu aux usagers, notamment à travers le niveau des tarifs, et il développe longuement les modalités d'extension et d'interconnexion des différents réseaux.

- un important potentiel de valorisation d'énergie renouvelable ou de récupération grâce aux capacités excédentaires de l'UVED de Villejean et, dans une moindre mesure, de la chaufferie du réseau Est.

Plusieurs faiblesses étaient également relevées :

- des rendements de distribution jugés relativement faibles ;
- des difficultés pour réaliser des investissements importants en raison de DSP courtes qui se prêtent mal à des investissements lourds alors que ceux-ci étaient à attendre sur le réseau Nord puis sur le réseau Sud.

2.2.1.2 À long terme, une érosion des consommations des bâtiments serait à anticiper

Le schéma directeur est construit sur l'hypothèse d'un recul de 10 % des consommations d'énergie par les abonnés actuellement raccordés sur la période 2017-2030 sous l'effet de deux facteurs :

- une meilleure isolation thermique des bâtiments consécutivement à des travaux de réhabilitation énergétique ;
- un suivi plus fin des consommations des usagers par une individualisation des frais de chauffage.

Cette baisse de la consommation des abonnés actuels aurait pour conséquence des déséconomies d'échelle qui aboutiraient, toutes choses égales par ailleurs, à des tarifs plus élevés. Par conséquent, l'extension des réseaux paraît s'imposer pour maintenir leur compétitivité, sous réserve que leur densité thermique ne s'en trouve pas trop amoindrie.

2.2.2 Le schéma directeur s'insère dans un ensemble plus large de documents de planification

2.2.2.1 Le schéma directeur s'inscrit dans le cadre des axes dégagés dans le plan climat-air-énergie-territorial (PCAET) de Rennes Métropole

Le plan climat-air-énergie-territorial (PCAET) de Rennes Métropole dresse le constat d'une augmentation de 0,9°C des températures moyennes sur le territoire métropolitain en un siècle. Ce réchauffement provient de l'émission de gaz à effet de serre (GES) émis pour moitié par les transports et le logement et, pour l'autre moitié, par les activités économiques et les services publics.

Ce plan couvre la période 2019-2024 mais s'inscrit sur une trajectoire à horizon 2030. La métropole de Rennes ambitionne ainsi de réduire de moitié les émissions de GES par habitant entre 2010 et 2030. Compte tenu de l'augmentation démographique prévisionnelle, l'atteinte de cet objectif implique une réduction totale de 40 % des GES sur son territoire sur la période 2010-2030.

Le PCAET liste plusieurs instruments pour atteindre cet objectif de diminution des GES. L'un de ces instruments touche directement au chauffage urbain, il s'agit de l'optimisation du fonctionnement actuel et l'extension des réseaux énergétiques tels que les réseaux de chaleur. Un second instrument, le recours accru aux énergies renouvelables locales, a, lui, trait indirectement au chauffage urbain. Toutefois, les réseaux de chaleur rennais sont davantage alimentés par des énergies issues de la valorisation énergétique des déchets, que par des énergies renouvelables.

Des développements spécifiques sont consacrés au chauffage au bois, lequel est à l'échelle du cycle de vie d'un arbre peu émetteur de CO₂. Néanmoins, cette source d'énergie peut potentiellement contribuer à l'émission de particules fines. Pour cette raison, le PCAET privilégie les installations collectives dont les émissions atmosphériques sont strictement encadrées par la réglementation.

2.2.2.2 Articulation avec la planification urbaine

Le Schéma de cohérence territoriale (SCoT) est un document d'urbanisme servant de support à la planification intercommunale à l'échelle d'un bassin de vie. Le SCoT qui couvre le territoire de Rennes Métropole a été approuvé le 29 mai 2015²⁵ par le comité syndical de l'actuel syndicat mixte du Pays de Rennes. Un SCoT se compose de plusieurs documents parmi lesquels :

- le projet d'aménagement et de développement durable (PADD) qui énonce les axes politiques stratégiques du SCoT ;
- le document d'orientation et d'objectifs (DOO) qui fixe la répartition entre types d'espaces (urbains, à urbaniser, agricoles, naturels).

Le PADD fait mention à une reprise des réseaux de chaleur, à l'occasion d'un développement sur l'économie circulaire. Il est alors fait référence à l'alimentation d'un réseau de chaleur à partir de la valorisation énergétique des déchets.

Le document d'orientation et d'objectifs (DOO) de ce SCoT fait également mention une seule fois des réseaux de chaleur de façon explicite, dans le passage sur la production d'énergies renouvelables locales. Si le partage des réseaux de chaleur intersites est évoqué, il est surtout préconisé de prioriser les « *nouvelles unités de production d'énergie de petite ou moyenne puissance* ». Cette priorité accordée à de petites unités décentralisées de production de chaleur :

- ne correspond pas aux orientations adoptées dans le schéma directeur qui consistent à favoriser l'extension des deux grands réseaux historiques pour qu'ils conservent leur compétitivité ;
- interroge sur le plan économique car les petits réseaux ont tendance à être moins compétitifs que ceux de taille plus importante ce qui se vérifie parmi les cinq réseaux métropolitains, particulièrement celui de Chartres-de-Bretagne.

²⁵ Il recouvrait quatre autres intercommunalités (Val d'Ille, Pays d'Aubigné, Pays de Liffré et Pays de Chateaugiron) désormais réduites à trois, celles de Val d'Ille et du Pays d'Aubigné ayant fusionné au 1^{er} janvier 2017.

Toutefois, cette dissonance entre le schéma directeur et le SCoT doit être mise en perspective au regard des écarts temporels entre ces deux documents. Le SCoT a été arrêté plus d'un an avant que le schéma directeur ne le soit. En outre, la loi de transition énergétique du 17 août 2015, qui a imposé l'élaboration de schémas directeurs pour les réseaux de chaleur, n'avait pas encore été adoptée lorsque le SCoT a été approuvé.

2.2.3 L'interconnexion à venir des réseaux Nord et Est vise à favoriser un mix énergétique vert tout en garantissant l'équilibre économique de l'UVED de Villejean

Le schéma directeur explore trois scénarii prospectifs afin d'étudier leurs implications respectives sur le tarif de la chaleur, la quantité d'énergie vendue et le mix énergétique induit.

- Le premier scénario dit de référence correspond à une gestion au fil de l'eau, c'est-à-dire sans autres raccordements que ceux déjà décidés avec pour corollaire un investissement avant tout dédié au renouvellement des installations excepté les travaux sur l'UVED de Villejean ;
- Le deuxième scénario se fonde sur le passage en basse pression du réseau Nord et sur l'extension des réseaux existants mais sans interconnexion de ceux-ci.

Cette absence d'interconnexion se répercute notamment sur le réseau Est auquel devait être raccordé le campus universitaire de Beaulieu qui dispose déjà de son propre réseau de chauffage urbain. Or, ce raccordement constitue un enjeu significatif dans la mesure où la chaufferie biomasse alimentant actuellement le réseau Est ne suffirait pas, à elle seule, à garantir un mix énergétique comprenant plus de 50 % d'EnR&R en y incluant les besoins de Beaulieu.

Ainsi, l'annexe 3 du schéma directeur note qu'une seconde centrale biomasse devrait être créée.

- Le troisième scénario se base sur les hypothèses du deuxième scénario auquel est adjoint l'unification des réseaux Nord et Est.

Cette interconnexion présente un avantage pour chacun des deux réseaux. D'une part, elle valorise davantage la production de chaleur issue de l'UVED de Villejean et permet donc de réduire le coût au MWh. En effet, il était considéré dans le schéma directeur que « *la puissance thermique de l'UVED était largement inexploitée* » dans la mesure où cette unité pourrait alimenter jusqu'à 240 GWh, soit un quasi doublement par rapport à la quantité de chaleur livrée aux abonnés du réseau Nord, tout en maintenant un taux d'EnR&R à 70 %. Il peut aussi être relevé que cette interconnexion permettrait de faire bénéficier l'UVED du potentiel de développement du réseau Est. D'autre part, l'interconnexion éviterait le coût représenté par la construction de capacités supplémentaires en biomasse sur la portion Est, car une forte proportion d'EnR&R serait garantie grâce à l'UVED.

Rennes Métropole a opté pour le troisième scénario, ce qui s'est traduit par la conclusion de la convention DSP relative au futur réseau Nord-Est, dont l'exécution a débuté au 1^{er} janvier 2020 pour une durée de 18 ans. Toutefois, Rennes Métropole a dû installer, en attendant le raccordement, une chaudière biomasse pour alimenter l'extension du réseau Est dans le quartier de Maurepas.

Le schéma directeur faisait état du potentiel représenté par le raccordement du campus universitaire de Beaulieu au réseau Est. En effet, cette université dispose d'un réseau privé de 6 km et dont la consommation annuelle est d'environ 10 000 MWh. La production de chaleur relève du concessionnaire COGESTAR et sa distribution de la société Dalkia. Le schéma directeur relevait que « *l'université présente un intérêt prononcé pour se raccorder au réseau de chaleur [Est]* » ce qui aurait fourni un débouché important pour la chaleur de l'UVED de Villejean une fois l'interconnexion réalisée. Toutefois, ce raccordement ne semble plus à l'ordre du jour, l'université ayant renouvelé son marché d'exploitation avec Dalkia en 2019, même s'il n'est pas exclu par la convention DSP Nord-Est qui laisse cette possibilité ouverte ; de même Rennes Métropole a indiqué qu'une clause miroir existe dans le marché d'exploitation en cours d'exécution par Dalkia.

2.3 L'analyse financière du budget annexe dédié aux délégations de service public

La gestion financière des cinq réseaux de chaleur métropolitains est retracée dans deux budgets annexes :

- celui dédié aux réseaux gérés via une DSP totalise un chiffre d'affaires de 1,89 M€ par an sur la période 2016-2018 ;
- celui consacré aux deux réseaux exploités en régie — Rennes Est et Chartres-de-Bretagne — qui s'établit à 1,34 M€ par an sur la période 2016-2018.

Rapportées aux masses financières consolidées de la métropole de Rennes, les recettes de fonctionnement de ces deux budgets annexes équivalaient à 1 % de celles du budget principal en 2018²⁶. Néanmoins, ces deux budgets annexes jouent un rôle plus significatif en investissement.

Le budget annexe consacré aux réseaux en régie est distinct du budget des réseaux de chaleur gérés en délégation de service public depuis le 1^{er} janvier 2016. Son périmètre s'est limité au réseau Est sur la première moitié de l'année 2016 avant que le réseau de Chartres-de-Bretagne n'y soit intégré par une décision modificative. Son analyse financière est traitée dans la partie 4.2.2.

²⁶ Le budget principal comptait pour 51,1 % des recettes consolidées de fonctionnement en 2018.

2.3.1 Les recettes du budget annexe DSP

2.3.1.1 Les redevances versées par les délégataires des réseaux Sud et Nord comptent pour près des deux tiers des recettes d'exploitation

En complément des termes variables R1 et fixe R2, un prélèvement dit « *surtaxe* » peut être instauré par la collectivité délégante sur le délégataire pour assurer le financement « *de certains travaux d'investissement non supportés par les délégataires ; [et/ou] des frais généraux de suivi d'exploitation (études, contrôles, personnel métropolitain en charge du service)* » (extrait délibération n° C19.011 du 31 octobre 2019).

La principale recette d'exploitation du budget est constituée par la redevance versée par le délégataire dite « *surtaxe* ». Au total, elle représente 65,4 % des recettes d'exploitation courantes retracées sur le budget annexe DSP sur la période 2016-2018. Ainsi, les montants de surtaxe reversés à Rennes Métropole se sont élevés à 3,71 M€ au total sur la période 2016-2018²⁷. Cette somme provient à 39 % des versements d'ENERSUD et à 61 % de ceux d'Engie.

Aucun prélèvement au profit de Rennes Métropole n'est effectué sur le réseau de Vezin-le-Coquet, même si l'opportunité d'instaurer une telle surtaxe avait été initialement étudiée lors du transfert de compétences en 2015, avant d'être abandonnée en raison des difficultés financières de ce réseau. Le mécanisme de la surtaxe est fixé contractuellement²⁸ aux taux suivants :

- 5,119 € HT/URF²⁹ pour Rennes Nord (inchangé sur la période 2013-2019) ;
- 4,001 € HT/URF pour Rennes Sud³⁰, devenu 6,42 € HT/kW en 2019 (cf. point tarification).

La surtaxe est encaissée mensuellement par le délégataire qui reverse trimestriellement ces sommes à la métropole et est assujettie à une TVA réduite à 5,5 %, le *BO Finances Publiques-Impôts* du 30 octobre 2012³¹ prévoyant l'assujettissement d'une telle surtaxe à un taux réduit de TVA.

2.3.1.2 Les droits de raccordement

Les droits de raccordement (1,70 M€) ont représenté 30 % des produits d'exploitation courante (5,67 M€) du budget annexe DSP sur la période 2016-2018.

²⁷ L'année 2015 est exclue car elle est non représentative en raison de rattachements de produits non effectués.

²⁸ Article 56 de la convention DSP Nord et article 51 de la convention DSP Sud.

²⁹ URF = unité de répartition forfaitaire du R2. Le fonctionnement des URF est explicité dans la partie 5.2.1 relative à la part forfaitaire de la tarification.

³⁰ Une unique hausse de 0,734€ HT/URF est intervenue en 2015.

³¹ BOFiPu-Impôts n° BOI-TVA-LIQ-30-20-20-20121030 du 30 octobre 2012.

Ces droits de raccordement sont concentrés à 80 % sur le réseau Sud sur la période 2016-2018³². Ils proviennent à la fois des travaux réalisés sur des ZAC, comme celle d'EuroRennes, et dans le « *diffus* » (par opposition aux ZAC) comme le raccordement de la copropriété des rives de l'Ille en 2018. Toutefois, le budget annexe sert parfois uniquement de transit lorsqu'il doit reverser les sommes à l'aménageur comme la SEM Territoires en charge de la ZAC EuroRennes. Par ailleurs, Rennes Métropole a perçu 1,65 M€ de la part de la commune de Rennes mais qui ont été compensés par le versement de 1,77 M€ au budget annexe ZAC Blosne-Est de la ville de Rennes.

Seuls deux droits de raccordement ont été perçus sur cette période sur le réseau Nord, puisqu'aucun raccordement n'a eu lieu dans le « *diffus* » sur ce réseau depuis 2015. Dans la ZAC de Beauregard, c'est l'aménageur, sous la maîtrise d'ouvrage de la commune de Rennes, qui prend à sa charge les travaux permettant des raccordements (le « *structurant* ») au même titre que les autres opérations d'aménagement (voirie). Le délégataire supporte alors la charge du branchement des sous-stations (qualifié de raccordement dans l'article 58 de la convention DSP Nord) qu'il facture aux abonnés. Au final, les droits de raccordement perçus par le budget annexe proviennent tous deux de la ZAC Normandie Saumurois en vertu de l'avenant n° 2 du 19 octobre 2011 à la convention de DSP Nord.

2.3.1.3 Les autres recettes

Les recettes de personnel occupent une place modeste mais en croissance. Aussi les ressources tirées de la refacturation du personnel mis à disposition du budget principal (au titre des DSP gaz qui constituent une autre mission du service) sont-elles passées de 7 222 € en 2016 à 33 560 € en 2018. À ce montant s'ajoutent 4 939 € de participation salariale au titre de la restauration.

Les autres recettes d'exploitation sont d'ordre ponctuel. Il s'agit notamment de subventions versées par l'Ademe pour financer des études de faisabilité. Ainsi, le budget annexe DSP a reçu 16 118 € de subventions versées par l'Ademe comme contribution au financement du schéma directeur.

Le réseau de Vezin-le-Coquet ne génère aucune recette mais impose par ailleurs peu de dépenses.

2.3.2 Les recettes à partir du 1^{er} janvier 2020

2.3.2.1 Recettes ponctuelles résultant du terme de la DSP Nord

Le budget annexe DSP dispose de ressources supplémentaires ponctuelles résultant de l'expiration de la convention DSP Nord, à compter du 1^{er} janvier 2020.

³² L'année 2015 est exclue car elle inclut les droits de raccordement perçus sur le réseau Est.

Il s'agit, en premier lieu d'une recette au titre du compte de réserve destiné au financement de travaux « *définis d'un commun accord par l'Autorité Délégante et de Délégataire (notamment d'extensions ou rendus nécessaires par l'adoption du schéma directeur des réseaux de chaleur)* ».

Le rapport annuel d'activité du délégataire de 2018 indique que ce fonds de réserve a réuni 238 720 € de recettes qui proviennent d'une baisse de 2 € HT/MWh du prix de la chaleur achetée par le délégataire à l'UVED, qui n'a pas été répercutée dans le tarif facturé aux usagers du RCU de Rennes Nord.

Le montant de dépenses relevant de ce compte de réserve s'étant monté à 56 000 € en 2018, le compte de réserve était excédentaire à hauteur de 182 720 € au 31 décembre de cette année. Or, l'avenant n° 6 spécifie que « *en cas de solde positif du compte de réserve en fin de contrat, et pour quelle cause que ce soit, celui-ci est intégralement reversé à l'autorité délégante* ». Compte tenu du volume de travaux planifiés en 2019 dans ce cadre (13 400 €) et en se fondant sur une hypothèse basse de recettes de 200 000 €, le compte de réserve devrait atteindre un excédent d'environ 370 000 € qui doit intégralement alimenter le budget annexe dédié aux DSP en janvier 2020.

En second lieu, s'ajoute le solde du compte R23 « *gros entretien et renouvellement* ». L'article 84 de la convention DSP Nord stipule que le solde créditeur de ce compte revient à l'autorité délégante dans les 15 jours qui suivent le terme du contrat. Or, le solde cumulé était de 355 000 € au 31 décembre 2018. En outre, il est susceptible de s'accroître au cours de l'exercice 2019 dans la mesure où il a été en amélioration constante depuis la fin de l'exercice 2015 où il s'établissait à -1,12 M€. Toutefois, cette somme devra être minorée du solde négatif du compte R24B « *travaux de financement Beauregard* », de -233 000 € fin 2018, qui revient à Rennes Métropole en application de l'article 84 de la DSP Nord.

2.3.2.2 Les recettes pérennes à compter du 1^{er} janvier 2020 liées aux stipulations de la nouvelle DSP

Dans le cadre de la convention de DSP Nord-Est (voir partie 7.1), le budget annexe DSP percevra trois types de recettes versées par le concessionnaire du réseau :

- une redevance fixe d'exploitation, soumise à TVA, de 1 M€ HT par an (article 57.2 convention DSP Nord-Est) qui se substitue à la surtaxe de l'ancienne délégation Rennes Nord ;
- une redevance de contrôle de 20 000 € HT par an sera versée chaque année par le concessionnaire à Rennes Métropole (article 58 DSP Nord-Est) ;
- une part variable d'intéressement versée par le délégataire dans le cas où ce dernier « *obtiendrait un taux de rentabilité interne (TRI) meilleur que celui défini dans le compte d'exploitation prévisionnel (CEP)* ». [...] « *Dans cette hypothèse, le titulaire du contrat reverse à Rennes Métropole 60 % de l'excédent brut d'exploitation (EBE) de l'année ayant permis de dépasser le TRI prévisionnel* ». Le versement de cette part variable devrait intervenir annuellement mais uniquement à compter de l'exercice 2025, date à laquelle l'ensemble des travaux d'interconnexion entre les parties Nord et Est de la concession devraient être terminés et opérationnels.

2.3.3 Les charges d'exploitation

Sur la période 2016-2018³³, les charges d'exploitation du budget annexe DSP augmentent de 16 %. Cette hausse est portée par les dépenses d'études et travaux (+55 500 €) et de personnel (+45 300 €).

Tableau n° 2 : Les charges d'exploitation

en euros	2016	2017	2018
Consommations intermédiaires	27 766	140 553	96 092
<i>Dont études et recherches</i>	<i>17 400</i>	<i>131 680</i>	<i>72 917</i>
Taxes foncières	104 011	106 235	94 078
Charges de personnel	508 004	424 925	553 350
TOTAL	639 781	671 713	743 520

Source : Chambre régionale des comptes à partir des comptes de gestion.

Les dépenses de personnel représentent 70 % des charges d'exploitation sur la période 2016-2018. Cette part prépondérante de la masse salariale est cohérente avec l'activité d'élaboration, de négociation et, surtout, de suivi des DSP qui nécessite une main-d'œuvre qualifiée mais peu d'autres dépenses.

Il peut être relevé que les dépenses de personnel se montent à un niveau considérablement plus élevé sur le budget annexe DSP (553 350 € en 2018) que sur le budget annexe régies (15 521 € la même année). Cet écart s'explique par la clé de répartition retenue par la métropole, réévaluée chaque année, qui se fonde sur la longueur des réseaux, le nombre de sous-stations et le niveau de consommation. Cette clé de répartition donne de fait un poids beaucoup plus important aux réseaux Nord et Sud. Ainsi, elle permet d'opérer une forme de péréquation au bénéfice du budget annexe régies qui retrace les réseaux Est et de Chartres-de-Bretagne, dans la mesure où les charges de personnel recèlent des coûts fixes pour chaque réseau dont cette clé de répartition ne rend pas compte. Comme ce dernier réseau présente les tarifs les plus élevés, imputer une part relativement modeste des charges de personnel sur le budget annexe régies permet d'éviter de perturber l'équilibre économique fragile de ce réseau.

Outre la rémunération de la masse salariale, le suivi des DSP génère des frais extérieurs à travers l'audit financier des réseaux Nord et Sud et de l'audit portant sur l'équipement de Vezin. La mission d'autorité organisatrice, qui incombe à la métropole, ressort également dans les dépenses d'études et recherches. La réalisation du schéma directeur par des prestataires extérieurs a coûté environ 77 000 € et celle de l'étude de faisabilité sur le réseau de l'université Beaulieu environ 16 000 €.

³³ L'exercice 2015 n'est pas représentatif dans la mesure où il s'agit de l'année où la métropole de Rennes a, pour la première fois, exercé la compétence chauffage urbain et où elle intégrait des opérations relatives au réseau Est.

Enfin, Rennes Métropole s'est acquittée d'environ 100 000 € de taxe foncière par an au titre de la chaufferie du Blosne qui, sur le réseau Sud, réceptionne la chaleur biomasse de Dalkia et produit de la chaleur issue du gaz naturel. Cette prise en charge de l'impôt foncier par l'autorité délégante est prévue à l'article 49 de la convention DSP Sud.

2.3.4 Le financement de l'investissement

2.3.4.1 Des excédents courants substantiels et relativement stables

Après une relative stabilité en 2016 et 2017, la capacité d'autofinancement (CAF) brute du remboursement de l'annuité en capital de la dette s'est contractée de près de 220 000 € en 2018, suite à 251 000 € d'opérations exceptionnelles liées au subventionnement de travaux sur des zones d'aménagement concerté (ZAC). La CAF nette du budget annexe représentait encore près de 22 % des produits d'exploitation en 2018.

Tableau n° 3 : CAF brute et nette

en euros	2016	2017	2018
CAF brute	1 109 194	1 039 899	822 217
— Annuité en capital de la dette	378 259	389 958	402 218
CAF nette ou disponible	730 935	649 941	419 999

Source : Chambre régionale des comptes à partir des comptes de gestion.

2.3.4.2 Les autres recettes d'investissement

L'essentiel des recettes d'investissement est composé de subventions versées par les maîtres d'ouvrage de zones d'aménagement concerté (ZAC). En particulier, la ville de Rennes, en sa qualité de maître d'ouvrage de l'aménagement de la ZAC Normandie Saumurois, a versé annuellement 120 000 € de subvention au budget annexe DSP. En effet, c'est la Métropole, en tant qu'autorité délégante, qui prend à sa charge les travaux dans le « *structurant* » réalisés par le délégataire du réseau de chaleur Nord sur cette ZAC.

Aucun nouvel emprunt n'a été mobilisé depuis la prise de compétence par Rennes Métropole le 1^{er} janvier 2015. Au 31 décembre 2018, l'encours de dette se montait à 4,32 M€.

Ainsi, le budget annexe se désendette depuis 2016. Cependant, il peut être relevé que le fonds de roulement a été mobilisé une première fois en 2016, puis fortement en 2018, ce qui a significativement pesé sur la trésorerie.

2.3.5 La trésorerie

La trésorerie résultant des flux du budget annexe tend à diminuer sur la période 2016-2018 : au 31 décembre 2015, elle se montait à 1,12 M€ tandis qu'elle était de -1,39 M€ au 31 décembre 2018. Cette diminution marquée résulte de la baisse du fonds de roulement³⁴ qui est même devenu négatif en 2018. Ce recul du fonds de roulement provient des travaux d'extension des réseaux Nord (rives de l'Ille) qui ont augmenté le volume d'immobilisations.

Cette situation a pu avoir un impact négatif sur la trésorerie globale de Rennes Métropole.

2.4 La protection de l'environnement

La loi n° 2015-992 relative à la transition énergétique pour la croissance verte (TELCV) du 17 août 2015 a rappelé le rôle des réseaux de chaleur et froid dans la transition énergétique en fixant l'objectif d'une multiplication par cinq de la quantité de chaleur et de froid livrée par ces infrastructures à l'horizon 2030. Le chauffage urbain est ainsi susceptible de contribuer à l'atteinte de l'objectif de réduction d'émissions de gaz à effet de serre (GES) de 40 % entre 1990 et 2030 (article L. 100-4 du code de l'énergie).

En 2018, les réseaux métropolitains ont émis près de 40 000 tonnes de gaz à effet de serre mais ont permis, d'après les estimations de Rennes Métropole, d'éviter l'émission de 60 000 tonnes de gaz à effet de serre dans l'atmosphère³⁵.

2.4.1 Les instruments réglementaires au service de la protection de l'environnement

Les réseaux de chaleur relèvent des installations classées pour la protection de l'environnement (ICPE). L'examen des dispositifs réglementaires applicables aux ICPE appelle les observations suivantes :

- Les ICPE relevant de Rennes Métropole se conforment aux dispositions réglementaires examinées ;
- Le rejet de dioxines au-delà des normes dans le cas de la chaudière gaz de Vezin-le-Coquet a pris fin et la chaudière a été validée par la direction régionale de l'environnement, de l'aménagement et du logement (DREAL) ;
- Aucune amende n'a été notifiée ;
- Enfin, Rennes Métropole a initié les dossiers de réexamen imposés par la Directive IED (relative aux émissions industrielles) pour les réseaux Nord et Sud, conformément aux évolutions réglementaires intervenues récemment.

³⁴ Trésorerie = Fonds de roulement net global (FRNG) – besoin en fonds de roulement (BFR).

³⁵ Cette estimation s'appuie sur l'hypothèse où la même quantité de chaleur aurait été produite par des chaudières au gaz.

2.4.2 Les instruments de régulation au service de la protection de l'environnement

2.4.2.1 Les principes et modalités de fonctionnement du système européen d'échange de quotas d'émissions de CO₂ dit SEQE-UE

À la suite du protocole de Kyoto du 11 décembre 1997, l'Union européenne a mis en place un système d'échange de quotas d'émissions (dit SEQE-UE)³⁶. Le principe du SEQE-UE est le suivant : les États-membres ont défini un plafond maximum d'émissions pour les 11 000 installations les plus consommatrices d'énergies (compagnies aériennes, producteurs d'électricité réseaux de chaleur, fabricants d'acier et de ciment, producteurs de verre, de papier, industrie pétrolière³⁷) et ont alloué à chacune des quotas d'émission de GES correspondant à ce plafond.

Le SEQE-UE s'est traduit par l'établissement, au niveau de chaque État-membre, de plans nationaux d'allocation des quotas (PNAQ) successifs³⁸ qui ont déterminé, pour les exploitants des installations polluantes référencées dans ce PNAQ, la quantité de GES qu'ils sont autorisés à émettre annuellement, pendant une période pluriannuelle. À la fin de chaque année, chaque installation polluante se trouve dans l'une des deux situations suivantes :

- Soit les émissions de GES ont été supérieures à l'allocation de quotas reçus et l'exploitant doit alors se procurer les droits à polluer manquants sur le marché européen (mise en œuvre du principe « pollueur/payeur ») ;
- Soit l'exploitant a émis moins de GES que ce que son quota de CO₂ lui permettait et il peut alors épargner ces droits à polluer non utilisés pour couvrir ses émissions futures de GES ou les revendre au prix de marché.

S'agissant du PNAQ3, c'est l'arrêté du 24 janvier 2014 modifié qui fixe la liste des exploitants auxquels sont affectés des quotas d'émission de GES ainsi que le montant de ces quotas affectés à titre gratuit pour la période 2013-2020.

2.4.2.2 Les obligations qui s'imposent au titre du SEQE-UE

En France, la délivrance et l'administration de ces quotas ont été confiées à la Caisse des dépôts et consignations (CDC) auprès de laquelle chaque exploitant concerné doit détenir un compte : tel est bien le cas de Rennes Métropole.

En outre, pour chaque installation polluante reprise à l'annexe II de l'arrêté du 24 janvier 2014 modifié, une comptabilité de stocks permettant le suivi de ces quotas d'émission de CO₂ doit être tenue.

³⁶ Système adopté le 13 octobre 2003 dans le cadre de la Directive 2003/87/CE du Parlement européen et du Conseil.

³⁷ Tous secteurs confondus, ces entreprises représentent près de 45 % des émissions de GES dans l'UE.

³⁸ Trois PNAQ se sont succédé : PNAQ 1 pour la période 2005-2007 ; PNAQ 2 pour la période 2008-2012 ; et PNAQ 3 pour la période 2013-2020.

Enfin, chaque exploitant concerné par ces quotas d'émission de CO₂ est soumis à l'obligation de déclarer annuellement ses émissions de CO₂ et de faire vérifier la véracité de cette déclaration par un vérificateur indépendant. À défaut, une amende est infligée à l'exploitant contrevenant. La régie métropolitaine comme ses délégataires n'ont enregistré aucune amende sur la période sous revue. D'autre part, Rennes Métropole dispose effectivement des vérifications annuelles établies par des vérificateurs indépendants pour l'ensemble des installations concernées.

2.4.2.3 La gestion des quotas d'émission de gaz à effet de serre au sein des installations de Rennes Métropole

Conformément aux dispositions de l'annexe II de l'arrêté du 24 janvier 2014 précité, seules les installations des réseaux Nord et Sud sont soumises aux quotas d'émission de CO₂. Les contrats de DSP pour ces deux réseaux stipulent expressément en leur article 18 que le coût potentiel attaché à ces quotas d'émission de CO₂ est à la charge du délégataire³⁹. Le transfert du risque d'exploitation apparaît donc effectif mais le délégataire du réseau Sud bénéficie néanmoins d'une possibilité de révision de la tarification liée aux quotas qui vient nuancer ce constat (voir *infra*).

Comme le précise le tableau ci-dessous, un solde est indiqué pour ENERSUD et non pour Engie. Cette différence résulte du fait qu'ENERSUD est une société dédiée alors que, sur le réseau Sud, une gestion multisite est à l'œuvre qui empêche de dégager un solde spécifique au réseau Nord.

Tableau n° 4 : Quotas d'émissions de CO₂ (2015-2018)

	Rennes Sud				Rennes Nord			
	2015	2016	2017	2018	2015	2016	2017	2018
Quotas de CO ₂ alloués	17 865	15 637	13 478	11 390	2 058	1 800	1 551	1 310
tonnes de CO ₂ effectivement émises	29 714	32 524	32 196	31 367	2 017	3 353	3 394	5 118
tonnes de CO ₂ achetées ou vendues	11 540	11 540	11 540	11 540				
solde total en fin d'année (y compris solde reporté de l'année n-1)	26 652	21 305	14 127	5 689				

Source : Chambre régionale des comptes à partir des données de Rennes Métropole.

³⁹ Art.18 des DSP Nord et Sud : « Le délégataire se charge de l'achat ou de la vente des quotas de CO₂ nécessaires à l'exploitation de la centrale thermique, dans le cadre du PNAQ. [...] Pour chaque exercice, le délégataire prend à sa charge la totalité des dépenses liées à l'émission de CO₂ même si celle-ci excède les quotas annuels gratuitement. Il pourra se rembourser de la partie des quotas manquants sur le solde du compte des quotas de CO₂. Si à l'expiration du contrat, pour quelques raisons que ce soit, il n'avait pu être complètement remboursé, la différence resterait définitivement à sa charge. [...] En fin de contrat, normale ou anticipée, le solde du compte qu'il soit positif ou négatif, est au bénéfice ou à la charge du délégataire ».

Au titre de la période sous revue, les actuels exploitants devront probablement assumer une perte financière en l'absence de modification des clauses contractuelles relatives à la gestion des quotas de CO₂. Quoiqu'il en soit, Rennes Métropole doit disposer de l'information relative à la valorisation monétaire des achats qui ont été réalisés, le cas échéant, durant la durée de la DSP.

Dans le cadre de la nouvelle concession Nord-Est, l'article 72 de ce contrat prévoit désormais que la comptabilité de stocks permettant le suivi de ces quotas d'émission de CO₂ se doublera dorénavant « *d'un suivi en euros* » défini comme suit :

- « *Les recettes perçues auprès des Abonnés au titre du terme R1 CO₂* ;
- *Les recettes des éventuelles cessions de quotas* ;
- *Les coûts des éventuelles acquisitions de quotas* ;
- *Les frais de gestion annuels.* »

Si l'amélioration de l'outil de suivi des quotas de CO₂ constitue une évolution positive, le dispositif global relatif aux quotas de CO₂ semble néanmoins avoir été infléchi en faveur du concessionnaire par rapport au précédent contrat Nord :

- le tarif est désormais constitué d'une nouvelle composante R1CO₂ destiné à « *couvrir les charges annuelles d'acquisition de quotas de CO₂ et équilibrer la partie en euros du compte conventionnel de suivi des émissions de gaz à effet de serre* ». À compter du 1^{er} janvier 2020 et jusqu'au 31 décembre 2030, ce R1CO₂ s'élèvera à 0,92 € HT/MWh⁴⁰. Le transfert du risque d'exploitation du concessionnaire en matière de quotas de CO₂ est donc réduit pour le concessionnaire ;
- les frais de gestion annuels sont désormais prévus au profit du délégataire, sans que les modalités de calcul de ces frais ne soient définies ; ces frais de gestion n'étaient d'ailleurs pas prévus jusqu'alors dans les autres DSP.

2.4.2.4 Les perspectives d'une remontée du cours de la tonne de CO₂

Depuis 2015, les quotas annuels de CO₂ reçus par les deux installations Nord et Sud ne suffisent plus à couvrir les émissions réelles de CO₂, ce qui oblige les deux délégataires à acheter des quotas de CO₂ ou à mobiliser les excédents accumulés aux cours des exercices précédents. L'écart entre quotas reçus et émissions effectives est particulièrement marqué pour le RCU Sud : en 2018, il a émis près de trois fois plus de CO₂ (31 367 tonnes) que le niveau fixé à son allocation de quotas (11 390 tonnes).

L'effet conjugué de la baisse des allocations de quotas gratuits et de l'augmentation du prix de la tonne de CO₂ va peser sur le tarif du chauffage urbain pour les installations qui y sont soumises.

⁴⁰ Extrait article 61.2 contrat Nord-Est : « Aux fins d'équilibrer la partie en euros du compte conventionnel, le R1CO₂ fera l'objet d'un réajustement annuel à partir du 1^{er} janvier 2031 ».

2.4.2.5 Les certificats d'économie d'énergie (CEE)

Le code de l'énergie impose⁴¹ des obligations d'économies d'énergie aux exploitants de réseau de chaleur qui livrent plus de 400 millions de kilowattheures d'énergie finale. De tels certificats d'économie d'énergie ou CEE⁴² sont attribués aux obligés réalisant des opérations d'économies d'énergies. Les vendeurs d'énergie concernés se voient attribuer des objectifs pluriannuels d'économie d'énergie sur une période donnée ; au terme de cette période, il leur incombe de justifier de l'atteinte des objectifs par la détention d'un montant suffisant de CEE à défaut de quoi ils sont tenus de verser une pénalité libératoire fonction de l'énergie non économisée. Quand les CEE attribués ne suffisent pas à remplir les obligations définies, les vendeurs d'énergie concernés ont également la possibilité d'acheter des CEE à d'autres acteurs ayant mené des actions d'économies d'énergie, en particulier les éligibles non obligés. Sur la période sous revue, aucune des deux installations métropolitaines concernées n'a enregistré de pénalités.

À Rennes Métropole, seuls les réseaux Nord et Sud sont concernés par cette obligation d'économie d'énergie. Sur la période 2015-2018, les quantités de CEE acquis pour ces deux réseaux ont évolué à la hausse sur le réseau Nord. La vente de CEE a donc constitué une recette pour les délégataires (voir tableau ci-dessous).

Tableau n° 5 : Certificats d'économie d'énergie (CEE)

	Rennes Sud				Rennes Nord			
	2015	2016	2017	2018	2015	2016	2017	2018
Nombre de CEE	0	53 367	0	0	21 948	31 812	30 734	30 639
Acquis par Rennes Métropole	0	0	0	0	0	0	0	0
Vendu par un délégataire (MWh/cumac*)	0	53 367	0	0	21 948	31 812	30 734	30 639
Prix unitaire des certificats (en euros)	0	1,57	0	0	2,75	2,75	2,75	3,50
Montant des pénalités (en euros)	0	0	0	0	0	0	0	0

Source : Chambre régionale des comptes à partir des données de Rennes Métropole.

* cumac signifie cumulé et actualisé.

Sur le réseau Sud, Rennes Métropole a indiqué que les travaux étaient surtout éligibles au fonds chaleur non cumulable avec les CEE, ce qui explique que ENERSUD ait acquis un faible nombre de CEE sur la période 2015-2018. En outre, ENERSUD avait sollicité l'accord de Rennes Métropole pour vendre des CEE dans un délai très court et, surtout, pour des montants unitaires faibles comparés à ce qu'Engie a obtenu sur la période. ENERSUD avait néanmoins fait valoir qu'il préfère demander des CEE dès que possible plutôt que de chercher à atteindre des montants importants. Pour autant, l'article 4 de l'avenant 5 clarifie désormais les conditions de recours aux CEE par le délégataire.

⁴¹ Articles L. 221-1 2° et R. 221-3 du code de l'énergie.

⁴² <https://www.ecologique-solidaire.gouv.fr/dispositif-des-certificats-deconomies-denergie>.

3 LA GESTION DES RÉSEAUX NORD ET SUD

3.1 L'exploitation de ces deux réseaux est confiée à un délégataire

3.1.1 Le choix du délégataire pour le réseau Sud

En septembre 2012, la commune de Rennes, alors autorité organisatrice des réseaux de chaleur, a lancé un appel à candidature pour le renouvellement de la délégation sur le réseau Sud, alors confiée à la SOCCRAM jusqu'au 30 juin 2014. Le cahier des charges de la nouvelle DSP comportait notamment les caractéristiques suivantes : une durée prévisionnelle ramenée à 9 ans (durée effective du contrat en cours), la création d'une société dédiée créée exclusivement pour l'exploitation du réseau Sud (tel a bien été le cas)⁴³ ; le passage d'une facturation de la part fixe (R2) en unité de répartition forfaitaire (URF), à une répartition en fonction de la puissance souscrite.

Au terme de l'analyse des offres, et après prise en compte des différentes phases de la négociation, menée selon une procédure qui n'appelle pas d'observation, le contrat de DSP a été signé le 23 janvier 2014. Le choix du délégataire s'est porté sur COFELY, devenue ENERSUD (société dédiée créée par avenant), pour la DSP de Rennes Sud.

3.1.2 Le risque d'exploitation

3.1.2.1 Les principes généraux

L'identification d'une délégation de service public repose sur le risque d'exploitation. À la différence d'un marché public, une délégation de service public implique que la rémunération du délégataire soit substantiellement liée aux résultats de l'exploitation dudit service (article L. 1411-1 du code général des collectivités territoriales (CGCT) à compter du 12 décembre 2001⁴⁴).

⁴³ Cette clause constituait une amélioration en termes de lisibilité des comptes par rapport à la DSP Nord qui n'imposait pas au délégataire de créer une telle société dédiée (cette clause de société dédiée a depuis été rajoutée dans le cadre de la nouvelle concession Nord-Est – art.10 - conclue avec Engie).

⁴⁴ Cette évolution jurisprudentielle préfigurait la redéfinition légale des délégations de service public sous l'impulsion du droit de l'UE : depuis le 1^{er} avril 2016, la loi dispose expressément que les délégations de service public, en tant que contrat de concession (article L. 1411-1 du CGCT), impliquent le transfert « du risque lié à l'exploitation d'un ouvrage ou d'un service » (dispositions codifiées à l'article L. 1121-1 du code de la commande publique depuis le 1^{er} avril 2019).

Le juge administratif français a précisé que le risque d'exploitation était réel dès lors que celui-ci n'était pas pris en charge par le délégant, sous forme de compensations et garanties, en lieu et place du délégataire (CE, 5 juin 2009, *Société Avenance*). Il juge ainsi que le délégataire supporte le risque d'exploitation à condition que sa rémunération globale soit susceptible d'être inférieure aux dépenses d'exploitation (CE, 19 novembre 2010, *Marc Dingreville et Estelle Dingreville*).

3.1.2.2 Le risque supporté par les délégataires

L'obligation pour le délégataire d'assumer un risque d'exploitation figure explicitement dans les deux conventions de délégation de service public (DSP) relatives aux réseaux de chaleur Nord (article 2-2⁴⁵) et Sud (article 5⁴⁶). Sur le fond, le risque d'exploitation se traduit principalement par :

- l'incertitude sur le nombre de raccordements à venir sur la durée d'exécution de la DSP. Compte tenu des coûts fixes à la fois physiques (fonctionnement des installations de production de chaleur) et contractuels (entretien des installations, programme de travaux), la rentabilité pour le délégataire a tendance à croître avec le nombre d'abonnés. Or, les opérateurs du chauffage urbain sont exposés à une forte concurrence par d'autres acteurs économiques tel que le groupe Gaz de France (GDF) ;
- la possibilité pour les abonnés de se débrancher couplée à l'obligation faite au délégataire de desservir les abonnés⁴⁷. En lien avec les coûts fixes déjà mentionnés, des débranchements nets conduiraient mécaniquement le délégataire à enregistrer un niveau de recettes d'exploitation inférieur aux dépenses d'exploitation. Or, la faculté pour les abonnés de se débrancher est admise dans les règlements de service applicables aux DSP Nord et Sud. Néanmoins, une résiliation qui ne résulterait pas de l'arrêt total de toute consommation d'énergie calorifique pour l'eau chaude sanitaire et le chauffage (destruction du bâtiment, etc.) génère des frais de débranchement pour l'abonné⁴⁸ ;
- la forte volatilité⁴⁹ du prix du gaz naturel : il a représenté 13 % des dépenses totales d'ENERSUD de 2015 à 2018 et près de 7 % des dépenses d'Engie sur le réseau Nord de 2013 à 2018 ;
- l'achat ou la vente des quotas CO₂ dans le cadre du plan national d'émission est à la charge du délégataire (article 20 de la DSP Sud et article 18 de la DSP Nord). Toutefois, le risque d'exploitation résultant de la gestion de ces quotas est fortement atténué sur le réseau Sud par les stipulations de l'article 69 de la DSP (voir partie 2.4.2 sur la protection de l'environnement).

⁴⁵ « Le Délégataire, responsable du service, l'exploite à ses risques et périls conformément au présent contrat de délégation ».

⁴⁶ « Le Délégataire, responsable du service, l'exploite à ses risques et périls, conformément au présent contrat de délégation [...] Le délégataire procède à ses frais aux aménagements qui lui paraissent nécessaires pour faciliter l'exploitation des ouvrages ».

⁴⁷ Article 13 de la convention DSP Sud et 11 de la DSP Nord.

⁴⁸ Article 10 du règlement de service du réseau Sud et article 3 du modèle de police d'assurance applicable au réseau Nord.

⁴⁹ À titre indicatif, le prix du gaz naturel a augmenté de 4,6 % en 2017 puis de 12 % en 2018 alors qu'il avait diminué de 7,6 % en 2016.

3.1.2.3 Des DSP adossées à des contrats de fourniture d'énergie

➤ Réseau Sud : convention avec Dalkia Biomasse Rennes (DBR)

En 2013, la ville de Rennes, alors autorité organisatrice du réseau Sud, a conclu un contrat d'achat d'énergie calorifique issue de la biomasse auprès de la société Dalkia, qui a permis de porter au-dessus de 50 % la part des énergies renouvelables dans le mix énergie de ce réseau, qui fonctionnait principalement au gaz jusqu'à cette date. La conclusion de ce contrat faisait suite à un appel d'offres lancé le 31 décembre 2008 par la commission de régulation de l'énergie (CRE) pour la production d'énergie électrique à partir d'une centrale à biomasse. Dalkia, qui avait remporté cet appel d'offres, a installé et exploite depuis 2013 une chaufferie biomasse qui se situe en dehors du périmètre de la délégation de service public. Conformément à sa vocation, cette chaufferie produit au premier chef de l'électricité. Néanmoins, ce processus dégage, à titre subsidiaire, de l'énergie calorifique qui approvisionne le réseau Sud en énergie thermique. En ce sens, l'énergie est cogénérée puisque la production de biomasse génère également de l'électricité.

➤ Réseau Nord : document-cadre avec l'exploitant de l'UVED

Sur le réseau Nord, Rennes Métropole étant à la fois compétente pour l'élimination et la valorisation des déchets ménagers et assimilés d'une part et, d'autre part, pour le chauffage urbain, elle se trouve à la fois en position de propriétaire de la chaleur produite par l'unité de valorisation énergétique des déchets (UVED) et de délégant dans la DSP relative à la gestion du réseau de chaleur qui consomme cette chaleur. Les conditions de vente de l'UVED par l'exploitant de cet équipement et d'enlèvement de cette chaleur par le délégataire du réseau Nord sont définies dans un document-cadre qui poursuit un double objectif :

- Assurer une part la plus élevée possible dans le mix énergétique du délégataire d'énergie calorifique issue de la combustion de déchets ménagers et assimilés en imposant à l'exploitant du réseau Nord d'utiliser prioritairement cette ressource ;
- Aboutir à un prix d'achat compétitif pour les abonnés du réseau Nord de la chaleur produite par l'UVED par rapport à celle provenant du gaz naturel.

Ce document-cadre influe directement sur l'équilibre économique de la DSP Nord dans la mesure où il fixe le prix de la chaleur vendue à l'exploitant du réseau Nord par Rennes Métropole, propriétaire de cette chaleur. Dans la version entrant en vigueur au 1^{er} janvier 2018, le prix de la chaleur est de 30 € HT/MWh (article 4.1) assorti d'un dispositif de revalorisation qui a abouti à ce qu'il soit égal à 30,35 € en 2018. Il s'agissait néanmoins d'une baisse par rapport au prix acquitté en 2017 par le délégataire de 32 € HT/MWh⁵⁰.

⁵⁰ Ce montant résultait de la revalorisation chaque année jusqu'au 31 décembre 2017 du prix fixé à 28,5 € HT/MWh au 1^{er} septembre 2011 (convention-cadre du 27 avril 2011).

3.1.2.4 Une difficulté commune : la dépendance au rythme de livraison des zones d'aménagement concertée (ZAC)

Le délégataire du réseau Nord - Engie - a enregistré un manque à gagner significatif sur la ZAC Beauregard dont l'aménagement était prévu pour fin 2014 et qui se poursuivait encore en 2019. Les documents contractuels prévoyaient que le délégataire perçoive 1,64 M€ sur la période 2012-2014, à travers des droits de raccordement, pour des travaux d'un coût de 1,16 M€, soit un gain prévisionnel d'environ 485 000 €. Or, le délégataire fait état, à fin 2018, de recettes s'élevant à 450 000 € pour des travaux à hauteur de 684 000 €, soit une perte de 234 000 €.

À ces décalages dans la perception de droits de raccordement susceptibles d'aboutir à une perte financière en fin de délégation, il convient d'ajouter les économies d'échelle non réalisées par la fourniture de chaleur à des abonnés supplémentaires pour le délégataire.

Ce problème se pose également pour ENERSUD : par exemple, la date de livraison de l'îlot Beaumont (ZAC EuroRennes), prévue en 2018/2020 dans l'annexe 18 à la DSP, ne devrait être que 2022, soit peu avant le terme de la DSP mi-2023.

3.2 Les résultats financiers des délégataires

Dans le schéma directeur de janvier 2018, l'équilibre financier des DSP Sud et Nord était qualifié de « *fragile* ». En raison de « *marges significativement inférieures au prévisionnel (CEP)* », la crainte d'une « *possible remise en cause du maintien des tarifs à terme, dans le schéma actuel* » était exprimée.

3.2.1 Le réseau Sud

3.2.1.1 Les recettes d'exploitation du délégataire sont réparties entre un nombre élevé d'abonnés

En 2018, les comptes du délégataire ENERSUD faisaient apparaître des recettes d'exploitation d'un montant total⁵¹ de 12,86 M€.

Le nombre d'abonnés du réseau Sud a augmenté de 3,9 % entre 2015 et 2018 en passant de 282 à 293. À la différence du réseau Nord, dont les recettes sont concentrées sur un petit nombre d'abonnés (voir *infra*), le réseau Sud ne dépend que faiblement de ses plus importants abonnés : ses quatre abonnés les plus consommateurs d'énergie (Archipel Habitat, la mairie de Rennes, l'hôpital Sud et Aiguillon construction) ont compté pour 22 % des recettes sur la période 2015-2018.

⁵¹ R1+R21+R22+R23+R24M+R24BT.

3.2.1.2 L'achat de combustibles compte pour 58 % des dépenses du délégataire

Sur la période 2015-2018, le terme R1 (combustible) a compté pour 58 % des dépenses totales du délégataire. Plus précisément, les paiements à Dalkia pour la chaleur biomasse ont représenté 36 % des dépenses du délégataire, le reste étant quasi exclusivement consacré au gaz naturel car les dépenses de fioul furent résiduelles sur la période.

Le montant des dépenses de combustibles s'avère assez erratique entre deux exercices pour deux raisons : l'intensité de la rigueur hivernale et le niveau des prix du gaz sont tous deux exposés à des fluctuations importantes d'une année sur l'autre. En revanche, les dépenses de la part abonnement (R2) sont plus stables en l'absence de nouveau raccordement. Ainsi, la part du R1 dans les dépenses totales s'étage de 51 % en 2016 à 66 % en 2018.

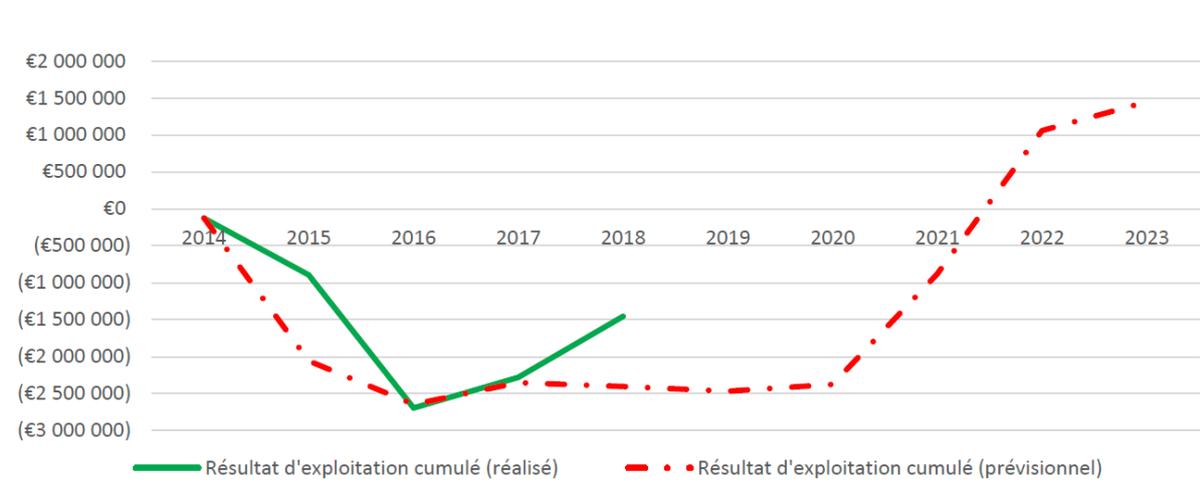
Les dépenses de la partie fixe abonnement (R2), qui comptent pour 42 % des charges totales, sont concentrées sur deux postes :

- R23 (renouvellement) : le niveau des dépenses y est élevé avec 2,16 M€ en moyenne par an si bien que le R23 réunit 18 % des dépenses totales. Toutefois, le niveau des dépenses est inférieur aux montants prévus dans le compte d'exploitation prévisionnel (CEP) ;
- R22 (conduite et petit entretien) : ce compte, qui réunit 16 % des dépenses totales, permet par ailleurs au délégataire de dégager des marges importantes (cf. *infra*).

3.2.1.3 L'équilibre financier du compte du délégataire

En cumulé, le résultat total du délégataire était déficitaire au 31 décembre 2018 à hauteur de 1,33 M€. Toutefois, ce solde doit être comparé au déficit cumulé prévisionnel qui était 70 % plus important avec 2,28 M€.

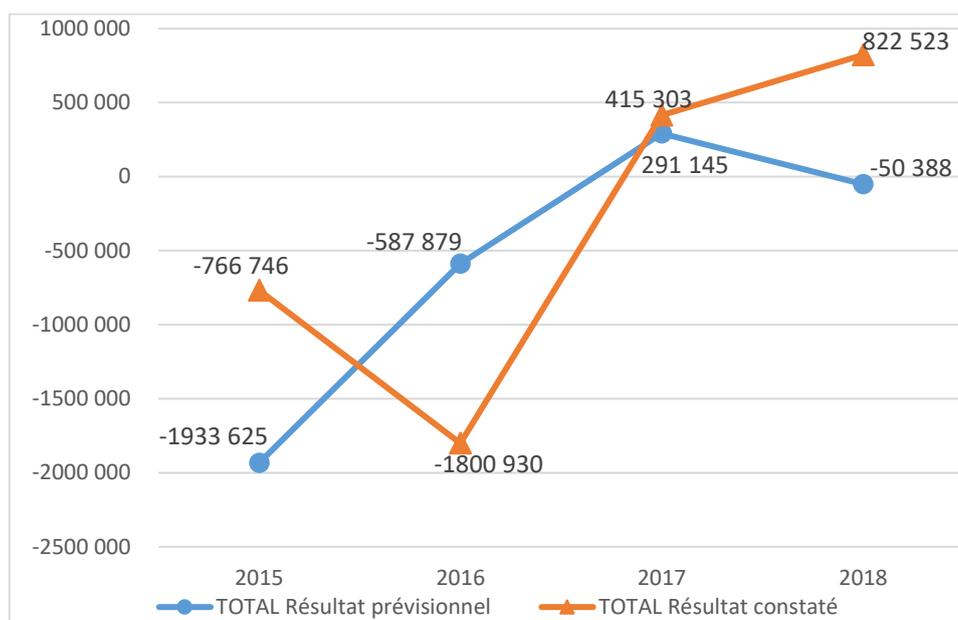
Graphique n° 1 : Comparaison du résultat cumulé réalisé et prévisionnel



Source : Rapport annuel d'exploitation (2018) d'ENERSUD.

Excepté en 2016 qui a été marqué par un déficit de 1,82 M€ du R23 (renouvellement) en raison de travaux plus importants que ceux programmés au prévisionnel, le résultat annuel constaté dans le rapport d'activité a été supérieur à celui prévu dans le compte d'exploitation prévisionnel (CEP) annexé à la convention de DSP sur la période 2015-2018⁵². Les inquiétudes formulées dans le schéma directeur sur la situation financière des délégataires ne se sont donc pas matérialisées, en raison de la durée assez brève des DSP, dans le cas d'ENERSUD.

Graphique n° 2 : Résultats annuels prévisionnels et constaté (en euros)



Source : Rapport annuel du délégataire (RAD) et du compte d'exploitation prévisionnel (CEP).

Ces résultats plus favorables pour le délégataire que ceux anticipés dans la convention de DSP, ont deux sources principales :

- Un excédent moyen de 177 919 € par an sur le compte R21 (électricité) alors que le compte d'exploitation prévisionnel (CEP) l'anticipait inférieur à 1 000 € par an ;
- Un excédent atteignant 168 863 € par an sur le R22 (maintenance), soit deux fois plus que le montant indiqué dans le CEP de 80 854 €.

Au final, c'est du compte R21⁵³ (électricité) que le délégataire a tiré les marges les plus importantes. Or, la convention de DSP Sud stipulait dans son préambule, à propos de ce compte, que l'autorité délégante « attend du délégataire une gestion du compte la plus adaptée possible, aucune marge n'étant attendue sur ce compte ».

⁵² Le contrat étant entré en application le 1^{er} juillet 2014 (article 2 de la convention), l'analyse financière débute au 1^{er} janvier 2015 afin de ne retenir que des années pleines.

⁵³ « Élément forfaitaire représentatif du coût de l'énergie électrique utilisée par les auxiliaires et réputée nécessaire pour assurer le fonctionnement des installations primaires » (article 57 convention DSP Sud).

Sur le poste R1 (combustible), qui compte pour près de 60 % des recettes, le résultat est plus déficitaire qu'anticipé avec -129 956 € par an sur la période 2015-2018 alors que le CEP prévoyait un déficit moyen de 26 214 €. Ainsi, les modalités de financement du poste R1 n'ont pas permis, sur les quatre premières années de la DSP, au délégataire d'optimiser suffisamment sa gestion pour être bénéficiaire sur la part variable de son activité en dépit de dispositifs tarifaires incitatifs (voir partie 5.2.1 relative à la tarification) alors même que le CEP annonçait que le solde du R1 allait devenir excédentaire à compter de 2017. Cette situation s'explique notamment par le fait que le délégataire n'atteint pas l'objectif contractuel de rendement des réseaux de 92,5 % (article 55.2.6 de la convention de DSP Sud) à partir du 1^{er} octobre 2015 avec un rendement 88,5 % en 2018. Toutefois, le prix du gaz naturel constitue également un élément pesant notablement sur les dépenses du délégataire mais difficilement prévisible.

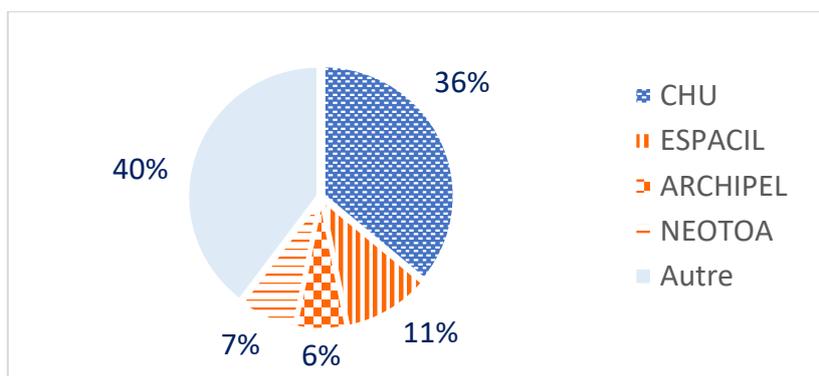
3.2.2 Le réseau Nord

La présente analyse porte sur l'exécution de la DSP qui s'est achevée le 31 décembre 2019. En 2018, les comptes du délégataire faisaient apparaître des recettes d'exploitation⁵⁴ de 7,31 M€. Sur la période 2013-2018, le montant des redevances perçues s'est établi à 7,08 M€ par an.

3.2.2.1 Les recettes du délégataire sont concentrées sur quatre abonnés

Quatre abonnés (CHU, Espacil, Archipel et Neotoa) ont représenté 60 % du montant des recettes d'exploitation perçues par le délégataire sur la période 2014-2018⁵⁵. Cette dépendance du délégataire à ces quatre abonnés tend cependant à s'atténuer sur la période 2014-2018, car le recul de la consommation du CHU a été partiellement compensé par la progression des bailleurs sociaux (Espacil, Archipel et Neotoa). Néanmoins, l'extension du périmètre du CHU à l'Établissement français du sang (EFS) a augmenté la part de celui-ci à partir de 2019.

Graphique n° 3 : Répartition par consommateurs (2014-2018)



Source : Rapports annuels d'exploitation (2014-2018).

⁵⁴ R1+R21+R22+R23+R24M.

⁵⁵ Les RAD ne permettent pas de disposer de données fiables pour 2012 et 2013 concernant les abonnés.

Cette concentration des recettes autour d'un nombre limité d'abonnés comporte un risque, certes modeste, pour le délégataire en cas d'une baisse significative de leur consommation voire de déracordement de l'un d'entre eux. Toutefois, elle présente également l'avantage, dans le cas du CHU, de contribuer à la densification du réseau et donc à une efficacité accrue ce qui améliore, toute chose égale par ailleurs, les résultats financiers du délégataire. La densité thermique du réseau Nord est d'ailleurs supérieure à celle du Sud (voir 3.4 sur la performance de ces deux installations). De surcroît, le réseau Nord-Est bénéficiera du rapatriement programmé des activités de l'hôpital Sud sur le site de Pontchaillou échelonné jusqu'en 2026⁵⁶.

3.2.2.2 Les dépenses de combustibles comptent pour les deux tiers des dépenses totales du délégataire

Sur la période 2013-2018, les dépenses de combustible (R1) - pour l'achat de gaz naturel et d'énergie de récupération - se sont élevées à 4,84 M€ en moyenne par an ; elles ont ainsi compté pour 68,8 % des dépenses d'exploitation du délégataire (7,08 M€). Le R1 a représenté une part légèrement plus faible des recettes d'exploitation du délégataire (7,085 M€) : 67,5 %. Par conséquent, le délégataire a enregistré un déficit sur le poste R1 sur chaque exercice à l'exception de 2013. Néanmoins, ce déficit a atteint un niveau réduit : 61 500 € environ par an.

3.2.2.3 Des résultats financiers constatés inférieurs au prévisionnel

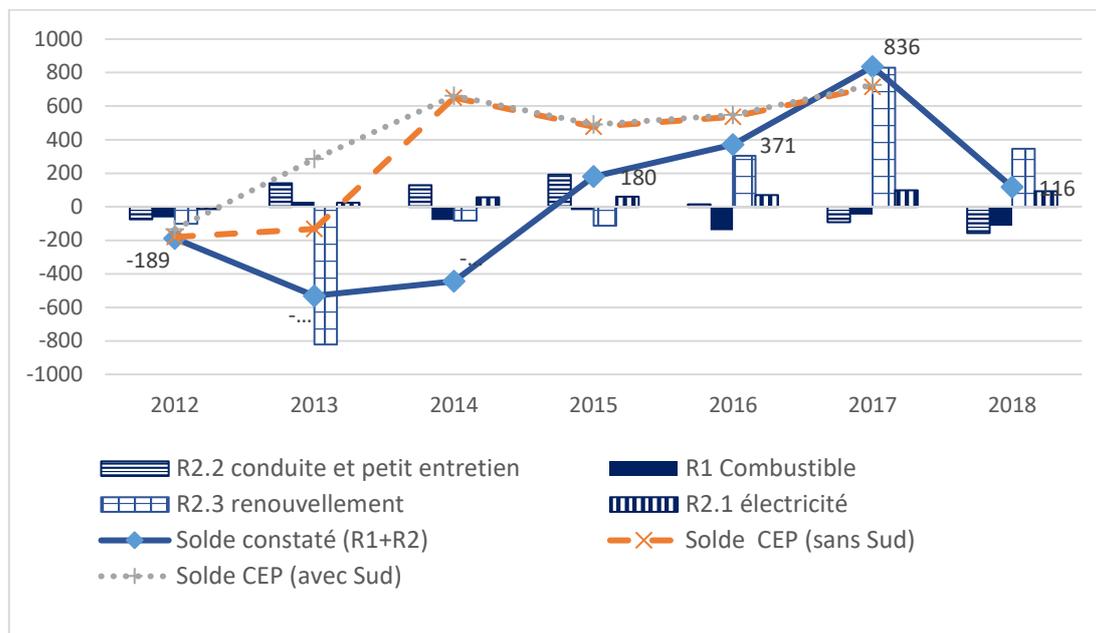
Les résultats financiers du délégataire sont inférieurs à ce qui était prévu dans le compte d'exploitation prévisionnel (CEP), ce qui confirme le risque d'exploitation porté par Engie. Ainsi, l'excédent cumulé du délégataire sur la période 2012-2018 s'établit à près de 340 000 €, alors que le CEP s'appuyait sur une hypothèse de 2,06 M€ d'excédents prévisionnels de 2012 à 2017 (la DSP a été prolongée de deux ans sans que le CEP ne le soit également, voir 7.1.1).

De plus, l'exercice 2018, bien qu'excédentaire, apparaît décevant pour le délégataire, celui-ci ayant bénéficié d'une réduction du prix de l'énergie de récupération⁵⁷ en vertu du document-cadre de fourniture de chaleur UVED (voir 3.1.2.3) sans que le R1 ne se rééquilibre du fait d'une augmentation de 15 % du prix du gaz naturel entre 2017 et 2018.

⁵⁶ Voir p. 139-140 du rapport d'observations définitives relatif au Centre hospitalier universitaire de Rennes (exercices 2011 et suivants) publié par la CRC Bretagne en juin 2018.

⁵⁷ Cette baisse de 2 € HT/MWh vient abonder un compte de réserve dont le solde doit, contractuellement, revenir à Rennes métropole au terme de la DSP (cf. point 3.1.2.3).

Graphique n° 4 : Soldes d'exploitation (en milliers d'euros)



Source : Rapports annuels du délégataire.

L'écart de 1,7 M€ entre le compte d'exploitation prévisionnel (CEP), qui courait sur la période 2012-2017 et le réalisé, qui s'étend jusqu'en 2018 en raison d'une mesure de prolongation a deux sources principales :

- Un R1 (combustible) déficitaire : le CEP prévoyait un R1 nul alors que son solde cumulé a été négatif à hauteur de 430 000 € environ ;
- Un R22 (conduite et petit entretien) moins bénéficiaire que prévu : le CEP annonçait un bénéfice cumulé de 1,12 M€ alors qu'il ne s'est établi qu'à 306 000 €, soit un écart de 700 000 € environ.

Ces résultats financiers décevants sur le R22 sont néanmoins à relativiser au regard des discontinuités observables en dépenses à compter de 2017. En effet, les dépenses retranscrites dans le rapport annuel du délégataire ont significativement augmenté entre leur niveau annuel moyen sur la période 2014-2016 et les exercices 2017-2018, notamment les « *frais généraux directs* » (téléphone et télésurveillance, déplacements, gestion des véhicules, frais de réception, frais de siège). D'autres postes, comme les dépenses de main d'œuvre ou la sous-traitance, ont significativement progressé ; ils peuvent néanmoins être reliés aux coûts croissants d'entretien liés au vieillissement des installations.

Tableau n° 6 : Dépenses du R22 (conduite et petit entretien)

En euros	2014-2016	2017	2018
Conduite et petit entretien	764 263	968 537	1 014 879
<i>Dont Autres frais généraux directs</i>	<i>50 096</i>	<i>106 191</i>	<i>116 092</i>
<i>Dont Impôts et taxes</i>	<i>20 094</i>	<i>52 044</i>	<i>76 419</i>
<i>Dont sous-traitance</i>	<i>78 152</i>	<i>86 424</i>	<i>94 049</i>
<i>Dont pièces et consommables</i>	<i>39 085</i>	<i>87 927</i>	<i>83 780</i>
<i>Dont Main d'œuvre</i>	<i>370 250</i>	<i>425 558</i>	<i>433 403</i>
<i>Dont Quotas CO₂ et CEE</i>	<i>29 161</i>	<i>84 519</i>	<i>110 235</i>

Source : Rapports annuels du délégataire.

3.3 Le suivi patrimonial par Rennes Métropole

3.3.1 La provision pour gros entretien et renouvellement (GER)

Pour le réseau Sud, la convention de délégation de service public (article 57.3.2) prévoit que les obligations du délégataire en matière de travaux de renouvellement font l'objet d'un suivi annuel à l'aide d'un compte dédié. Jusqu'en 2017, ENERSUD ne fournissait que les recettes, dépenses et soldes du compte R23 sans les détailler par opération. Le rapport annuel du délégataire (RAD) 2018 marque une amélioration en présentant une synthèse, par opération, sur la période 2014-2018 des travaux en chaufferie et sur les réseaux au titre du R23 : cette synthèse permet une comparaison entre les opérations prévues dans le contrat et réalisées. En outre, des indications sont désormais fournies sur les travaux de renouvellement prévus en N+1. Toutefois, le délégataire se borne à indiquer la mention « fait » sans fournir le montant réel des travaux exécutés. Si le suivi mensuel par Rennes Métropole pallie en partie cette faiblesse, le délégataire doit poursuivre ses efforts, notamment en communiquant les factures pour étayer la synthèse R23 dans son rapport annuel, pour permettre un suivi exhaustif du compte R23.

Sur le réseau Nord, le délégataire fournit dans ses rapports d'activité des éléments satisfaisants sur le suivi du R23 en détaillant, conformément à l'article 26-1 de la convention, le compte R23.

3.3.2 Le suivi des biens de retour dans l'inventaire

L'inventaire fourni par le délégataire Nord apparaît satisfaisant. En revanche, l'inventaire d'ENERSUD, s'il détaille l'inventaire par sous-station, ne fournit pas de chiffres sur la valeur des biens en question en indiquant seulement leur état (bon, moyen, passable, à remplacer). Toutefois, il peut être relevé que Rennes Métropole a procédé à un suivi méticuleux de la provision pour maintenance de la turbine *overhaul* qui intervient dans la cogénération gaz (environ 100 000 € par an de dépenses au titre du provisionnement depuis 2014).

3.4 La performance des deux réseaux

3.4.1 La densité thermique

Si la densité thermique⁵⁸ de ces deux réseaux ne menace en aucun cas leur viabilité économique⁵⁹, leur niveau respectif est néanmoins inférieur à la moyenne nationale de 8 MWh/ml/an. Ce niveau éclaire le choix de Rennes Métropole consistant à développer en priorité les deux réseaux intra-rocade.

La densité thermique des deux grands réseaux est restée relativement stable sur la période 2014-2018 :

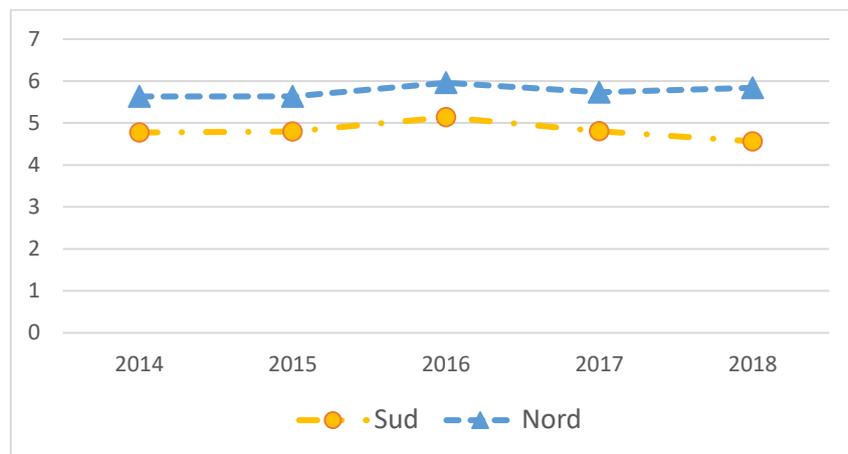
- Sur le réseau Nord : elle est passée de 5,6 MWh/ml/an en 2014 à 5,8 en 2018. Ce léger renforcement de la densification constitue une performance appréciable dans la mesure où, en parallèle, le réseau s'est étendu de 5 % en passant de 20,3 à 21,4 km ;
- Sur le réseau Sud : elle est passée de 4,8 MWh/ml/an en 2014 à 4,6 en 2018. Ce léger recul doit être mis en perspective au regard de la forte extension du réseau qui est passé de 36,3 à 41,7 km, soit une progression de 15 %.

En dépit de l'extension des réseaux, leur densité est restée stable, ce qui témoigne du raccordement d'abonnés suffisamment consommateurs d'énergie.

⁵⁸ La densité thermique rapporte la quantité de chaleur livrée par mètre linéaire de réseau, elle s'exprime donc en MWh/mètre linéaire/an. Une densité thermique faible est associée à des performances moindres.

⁵⁹ Selon l'Ademe, la viabilité économique d'un réseau se trouve compromise en-dessous du seuil de 1,5 MWh/ml/an.

Graphique n° 5 : Densité thermique (en MWh/ml /an)

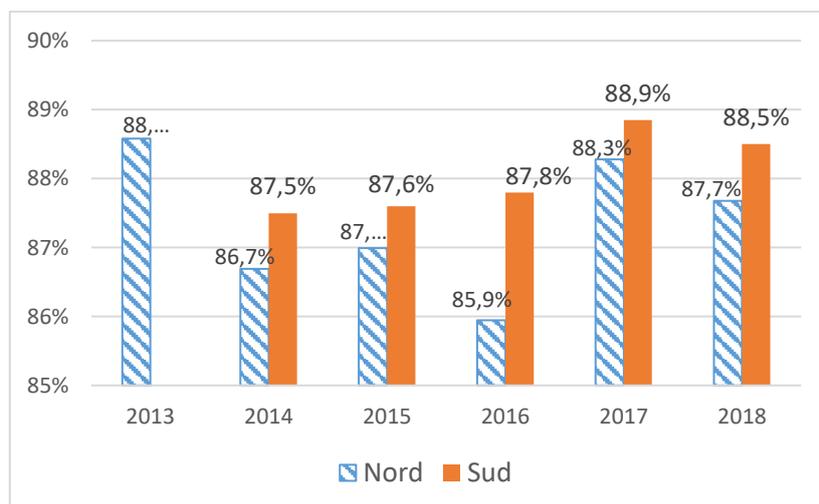


Source : Rennes Métropole.

3.4.2 Le rendement des réseaux

Le rendement des réseaux⁶⁰ Nord et Sud est satisfaisant, compte tenu de leur longueur, sur la période 2013-2015 avec des pertes dans les tronçons de l'ordre d'un huitième. En outre, une augmentation tendancielle des rendements du réseau Sud est observable à compter de 2014-2015 ce qui coïncide avec le remplacement d'anciennes conduites en haute pression par des installations en basse pression, réputées plus performantes à partir de 2015.

Graphique n° 6 : Rendement des réseaux Nord et Sud



Source : Données transmises par Rennes Métropole.

⁶⁰ Le rendement des réseaux renseigne sur la déperdition de chaleur au cours de sa distribution. Il ne tient donc pas compte du rendement des chaudières.

4 LA GESTION DES RÉSEAUX DE VEZIN-LE-COQUET, EST ET CHARTRES-DE-BRETAGNE

4.1 Le réseau de Vezin-le-Coquet fait l'objet d'une délégation de service public

4.1.1 Un contrat profondément remanié en 2017 à la suite d'un audit financier

4.1.1.1 Les constats dressés par l'audit financier

En 2015, Rennes Métropole a fait appel à une société pour réaliser un audit financier de la concession portant sur le réseau de Vezin-le-Coquet. Cette commande résultait de l'insatisfaction de l'ensemble des parties prenantes :

- Le délégataire estimait être pénalisé financièrement pour deux raisons, le retard dans la livraison de certains logements et le non-versement intégral d'une subvention attendue de la part de l'Ademe ;
- Les abonnés jugeaient le niveau des tarifs trop élevé.

Ce rapport d'audit pointait certaines carences dans le contenu de la convention de DSP et dans son exécution, et ce sur plusieurs plans :

➤ Des incertitudes sur l'objet même de la convention :

- Le périmètre de la convention avait été brouillé par l'avenant n° 1 signé en 2013 ;
- Des références juridiques erronées pour déterminer les indemnités dues au délégataire en cas de rachat de la concession : l'article 85 de la convention stipule que le concédant peut faire usage de son pouvoir de résiliation unilatérale sous réserve qu'il indemnise le concessionnaire « *en fonction des critères retenus par la législation en vigueur* ». Or, les critères permettant d'évaluer l'indemnisation du cocontractant de l'administration ont été dégagés par voie jurisprudentielle ;
- L'absence de redevance pour occupation du domaine public (article 52 de la convention). Or, l'article L. 2125-1 du code général de la propriété des personnes publiques impose depuis le 1^{er} juillet 2006, c'est-à-dire antérieurement à la date de la signature du contrat de concession le 25 septembre 2006, que toute occupation ou utilisation du domaine public donne lieu au paiement d'une redevance.

➤ un suivi financier entravé par l'imprécision de certaines clauses :

- Le calendrier prévisionnel de réalisation des investissements n'était pas connu. D'une part, l'annexe n°2, intitulée *Programme des ouvrages à réaliser* et à laquelle renvoyait l'article 20 de la convention, indiquait le montant total des travaux à prévoir mais sans les échelonner dans le temps. En outre, l'article 20.2 qui prévoyait que le concessionnaire présenterait tous les cinq ans un « *programme prévisionnel de réalisation et de financement des travaux d'extension* » n'avait pas été mis en œuvre. D'autre part, l'annexe n° 3, contenant le calendrier prévisionnel de renouvellement, n'était pas remplie si bien qu'il n'était pas possible de connaître le montant d'investissement à réaliser sur la période ;
- Les comptes d'exploitation contenus dans les rapports annuels d'activité étaient calés sur l'année de chauffe (du 1^{er} juillet au 30 juin) malgré le modèle de compte rendu financier figurant à l'annexe n° 8 du contrat tandis que les comptes d'exploitation prévisionnels avaient les années civiles pour bornes.

➤ Bien qu'entachée d'incertitudes sur plusieurs de ses composantes, la rentabilité a été jugée insuffisante pour que le concessionnaire amortisse économiquement ses investissements :

- L'imprécision des clauses relatives au suivi de l'équilibre précisé combinée à l'absence d'indexation des tarifs amène l'auditeur à considérer que « la détermination de l'équilibre économique de ce contrat constitue un véritable jeu de piste ». Les estimations qui suivent sont donc entourées d'une certaine indétermination. Il était même ajouté que « l'opacité de l'offre du délégataire et du contrat en matière de dépenses d'exploitation lui offre de nombreuses sources d'optimisation » ;
- L'auditeur observe l'amélioration de la rentabilité commerciale, notamment grâce à l'avenant n° 1, qui devrait conduire à ce que le résultat net cumulé du concessionnaire devienne positif au cours de l'exercice 2021. Pour autant, ce résultat net cumulé n'intègre pas le coût actualisé de l'immobilisation sur une longue période des capitaux investis. Sur la durée du contrat, l'auditeur a conclu que le contrat n'était pas rentable pour le délégataire comme en témoignait le taux de rentabilité interne (TRI)⁶¹ trop bas pour couvrir les coûts de financement initiaux du concessionnaire.

⁶¹ Le TRI désigne le taux minimal de rentabilité qu'un investissement doit atteindre sur une période donnée pour compenser son coût initial actualisé. En effet, il permet, en recourant à la méthode actuarielle, de comparer le coût d'un investissement initial avec les rentrées nettes de trésorerie que cet investissement génère au cours d'une période donnée. Plus précisément, le calcul du TRI repose sur la valeur actuelle nette (VAN) d'un investissement qui se définit comme la somme des flux de trésorerie actualisés minorée du coût de l'investissement initial. Or, le TRI correspond au taux auquel la VAN vaut zéro : il y a alors égalité entre les rentrées nettes de trésorerie générés au cours du temps et le coût actualisé des capitaux initialement investis.

4.1.1.2 Les correctifs apportés

Sur le plan juridique, l'avenant n° 3 du 9 mai 2017 a mis fin à toutes les carences relatives au suivi financier de la convention et à son objet même, à l'exception d'une. Seules les conditions de résiliation pour motif d'intérêt général restent mal définies devant l'impossibilité de les remettre en cause.

L'avenant n° 1 avait eu pour conséquence d'augmenter significativement les recettes de R1 (combustibles)⁶² à compter de son entrée en vigueur le 1^{er} avril 2013 et jusqu'au 1^{er} janvier 2017. Pour tous les tarifs revalorisés à la hausse, hormis R1 (combustible) et R'1 (électricité), il était spécifié à l'article 12 de l'avenant que ces hausses couraient « *jusqu'à l'apurement des pertes constatées au 1^{er} janvier 2013 ou au plus tard au 1^{er} janvier 2017* ». Une clause de revoyure, prévue à l'article 17 de cet avenant, stipulait d'ailleurs que les parties convenaient de revoir les conditions économiques du contrat au plus tard le 1^{er} janvier 2017. À compter de la signature de l'avenant, le prix du MWh est passé de 82,4 € en 2013 à 94,4 € en moyenne sur la période 2014-2016.

Si l'avenant n° 3 a entraîné une évolution des tarifs positive quoique modérée, il a par contre notablement influé sur la répartition entre part fixe et part variable (voir *infra*).

4.1.2 L'équilibre financier de la DSP

4.1.2.1 L'analyse financière

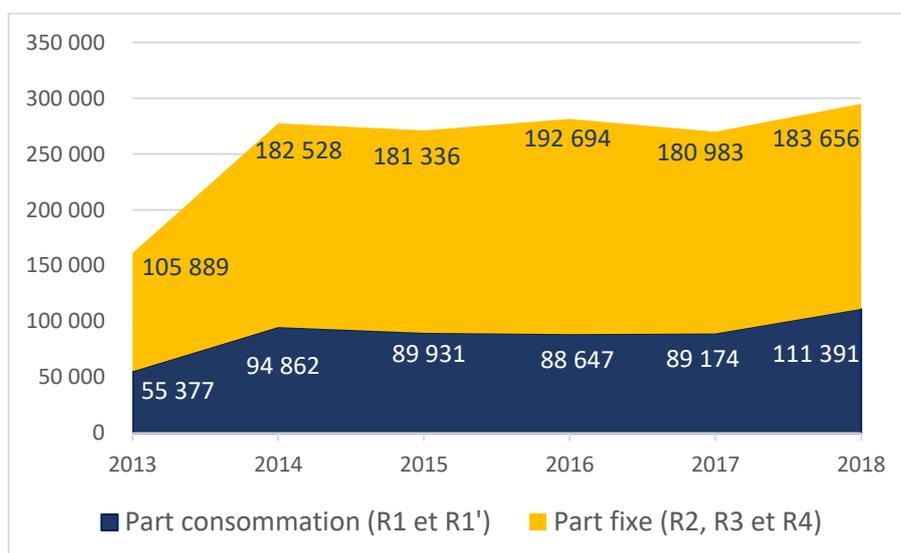
L'entrée en vigueur de l'avenant n° 3 au 1^{er} avril 2017 a modifié la répartition entre la part fixe (R2+R3+R4) et la part variable (R1+R'1) : la part fixe représentait 67 % en moyenne du tarif total de 2014 à 2016 et ce pourcentage a baissé pour s'établir à 63 % en 2018. Rennes Métropole a indiqué que cet ajustement avait pour objet de davantage tenir compte des consommations effectives dans la facturation. Pour autant, la part fixe continue à occuper une part prédominante. Cette prédominance s'explique par la nécessité d'amortir économiquement les investissements consentis par le délégataire et par la taille encore modeste du réseau. Il n'en reste pas moins que cette situation risque de nuire à l'attractivité du réseau dans la mesure où les montants facturés ne dépendent que faiblement des consommations effectives.

⁶² Cet avenant avait notamment introduit un terme R1 « été » du 10 juin au 15 septembre qui s'établissait à un niveau très élevé (108,48 € HT/MWh) pour tenir compte du faible rendement du réseau (en lien avec les consommations réduites) et du fait que seule la chaudière gaz pouvait fonctionner sur cette période de l'année. À titre de comparaison, le R1 biomasse s'établissait à 22,66 € HT/MWh en 2012 et le R1 gaz à 59,85 € HT/MWh. En outre, le tarif du gaz a également été revalorisé par l'avenant : il est ainsi passé à 63,81 € HT/MWh en 2014.

Dans le cadre de la contradiction, le délégataire a fait état de huit possibilités de raccordement qui pourraient advenir à l'horizon 2022-2026 et qui seraient de nature à faire baisser la part fixe du tarif par l'augmentation du nombre d'abonnés.

En 2018, le concessionnaire a totalisé 295 047 € de recettes sur le réseau de Vezin-le-Coquet. L'équilibre financier de la concession demeure tributaire de la part forfaitaire de l'abonnement. Malgré le rééquilibrage entamé en 2018 (voir graphique ci-dessous) en application de l'avenant n° 3, la part variable du montant facturé aux abonnés, c'est-à-dire les termes R1 (combustible) et R1' (électricité⁶³), s'établit à 38 % du total des recettes perçues en 2018. Cette proportion est presque inverse de celle constatée sur les réseaux Nord, Sud et Est mais comparable à celle prévalant sur le réseau de Chartres-de-Bretagne, aux tarifs plus élevés, dont le R1 (part variable) représentait 46 % du total en 2018.

Graphique n° 7 : Répartition des recettes (en euros)

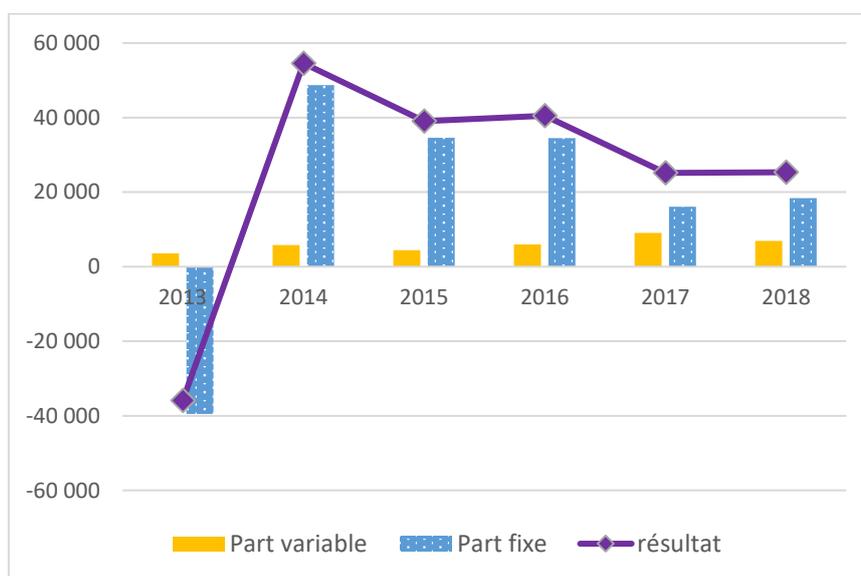


Source : Rapport d'activité du délégataire.

⁶³ À la différence des réseaux Nord et Sud, la redevance correspondant au coût de l'énergie électrique utilisée pour faire circuler la chaleur est modulée en fonction de la consommation de MWh.

Pour évaluer la rentabilité de l'exploitation du réseau pour le délégataire, il est nécessaire d'intégrer non seulement ses résultats financiers mais aussi de tenir compte de l'immobilisation de capitaux sur une durée longue : c'est l'objet du taux de rentabilité interne (TRI). Or, le TRI devrait être négatif sur la durée de la concession (environ -2 %) ce qui signifie que le concessionnaire n'aura pas intégralement couvert ses coûts initiaux d'investissement par ses rentrées de trésorerie. En outre, cette estimation apparaît relativement optimiste puisque ses résultats s'appuient, pour l'avenir, sur le CEP qui annonce des excédents annuels d'environ 40 000 € sur la période future, alors que le niveau résultant actuellement de l'avenant n° 1 est de l'ordre de 25 000 €. Toutefois, les déploiements à venir, s'ils ne réduisent pas la densité thermique du réseau, sont susceptibles d'améliorer le bénéfice annuel du délégataire.

Graphique n° 8 : Décomposition du résultat du concessionnaire (en euros)



Source : Audit financier pour 2013 et 2014 et données des rapports annuels à partir de 2014.

4.1.3 Une réduction du prix de la chaleur imposerait une résiliation de la convention de DSP en cours à un coût non négligeable pour les finances métropolitaines

Si l'article 85 de la convention de concession autorise l'autorité délégante à résilier unilatéralement ce contrat, une telle mesure n'est régulière en l'espèce que pour motif d'intérêt général (CE, 2 février 1987, *Société TV6*). Le juge administratif a reconnu comme motif d'intérêt général la durée excessive d'une délégation de service public au regard des exigences fixées à l'article L. 1411-2 du code général des collectivités territoriales (CE, 7 mai 2013, *Société auxiliaire de parcs de la région parisienne*) ou la prise en régie de l'activité afin de proposer une nouvelle politique (CE, 25 janvier 2019, *Société Uniparc*).

Une mesure de résiliation doit, en tout état de cause, être expressément motivée par l'administration concédante. À défaut, le cocontractant a droit à une double indemnisation pour couvrir les deux préjudices qu'il subit :

- L'indemnisation de la part des biens non amortis comptablement (*damnum emergens*). Le Conseil d'État estime ainsi que l'indemnité compensatrice au titre de la résiliation anticipée d'une convention de DSP pour motif d'intérêt général, même régulière, doit, en l'absence de stipulations contraires, couvrir la part non amortie des biens de retour (CE, 21 décembre 2012, *Commune de Douai*) et ce, que l'activité en cause ait été déficitaire ou non (CE, 4 mai 2015, *Commune de Porta*).
- L'indemnisation du manque à gagner (*lucrum cessans*) : la jurisprudence administrative a été interprétée comme faisant obstacle à ce qu'une mesure prise par l'administration résiliant unilatéralement un contrat de concession, en l'absence de faute du concessionnaire ou d'une stipulation expresse en ce sens, limite l'indemnisation du cocontractant à la valeur des actifs dans la mesure où ladite indemnisation doit intégrer le manque à gagner du concessionnaire (CE, 20 mai 1994, *Société le gardiennage industriel de la Seine et autres*).

Si Rennes Métropole résiliait le contrat de concession fin 2022⁶⁴, afin de faire coïncider une nouvelle DSP avec celle du réseau Sud, la chambre estime que le coût pour la collectivité atteindrait près de 800 000 € (dans l'hypothèse d'une indemnité couvrant l'intégralité du manque à gagner du concessionnaire). Une telle dépense aurait des effets d'éviction sur les travaux de modernisation du réseau de Vezin-le-Coquet ou sur celui du Sud.

Cette résiliation anticipée aurait néanmoins l'avantage de permettre d'assurer la gestion de deux réseaux via un seul contrat⁶⁵, de poursuivre le mouvement de péréquation amorcé par la concession Nord-Est et de renforcer l'attractivité du réseau de Vezin-le-Coquet en apportant des tarifs plus bas dès 2023.

4.2 Les réseaux Est et Chartres-de-Bretagne

4.2.1 Le CREM du réseau Est et le marché d'exploitation de Chartres-de-Bretagne

4.2.1.1 Le marché de conception-réalisation-exploitation-maintenance (CREM) du réseau Est (Baud-Chardonnet)

Les marchés de conception-réalisation-exploitation-maintenance (CREM) sont des marchés publics qui ont pour objet de remplir des objectifs chiffrés en termes de niveau d'activité, de qualité de service, d'efficacité énergétique ou d'incidence écologique. Ils ont pour caractéristique d'échapper à la règle de l'allotissement qui régit les marchés publics.

⁶⁴ Ce qui n'est pas le souhait du délégataire.

⁶⁵ Sous réserve que le droit applicable ne fasse pas obstacle à la conclusion d'une unique concession pour deux réseaux non interconnectés (crainte émise par Rennes Métropole).

En termes de régularité, le recours à des CREM nécessite une vigilance particulière de la part des pouvoirs adjudicateurs qui y recourent. Ils doivent comporter des engagements de performance mesurables. Plus encore, ces types de marchés atypiques sont regardés comme illégaux par le juge administratif dès lors que le recours à ceux-ci n'apparaît pas justifié par des considérations techniques ou des engagements en matière d'amélioration de l'efficacité énergétique⁶⁶.

Le marché de conception-réalisation-exploitation-maintenance relatif à l'exploitation du réseau de chaleur de la ZAC de Baud-Chardonnet a été signé le 13 décembre 2013 par la ville de Rennes avec l'attributaire du marché (un groupement incluant la société Dalkia). Outre des objectifs de performance à date de livraison des installations, l'attributaire du CREM est tenu de remplir certains objectifs chiffrés au cours de l'exploitation :

- L'attributaire s'engage à maintenir un taux de couverture de biomasse au moins égal à 92 % jusqu'en 2017 ;
- L'attributaire est contraint de respecter un planning en matière de maintenance ;
- Les ruptures d'alimentation pour maintenance ne peuvent dépasser une certaine durée ;
- Les délais d'intervention doivent être inférieurs à 1 h pour les appels urgents et à 2 h dans les autres cas ;
- Les rejets atmosphériques doivent rester en-dessous des seuils prévus lors de la mise en exploitation ;
- Les consommations d'électricité destinées à la fourniture de chaleur doivent rester inférieures à un certain ratio.

Au regard de ces critères, la chambre constate que le CREM comprend des objectifs mesurables qui contribuent à l'amélioration de la qualité du service. Les rapports de la régie, les documents demandés en matière environnementale (cf. partie 2.4) et le tableau de suivi des performances du réseau Est démontrent que Rennes Métropole effectue un suivi effectif de ce marché. Toutefois, il peut être relevé que l'attributaire a dépassé le plafond fixé en matière de consommation d'électricité sans que des sanctions ne lui aient été infligées.

4.2.1.2 La régie avec marché d'exploitation : Chartres-de-Bretagne (ZAC des Portes de la Seiche)

Le réseau de Chartres-de-Bretagne, situé sur la ZAC des Portes de la Seiche, est géré par la société Dalkia dans le cadre d'un marché d'exploitation signé le 17 octobre 2016. L'exécution du marché a débuté le 1^{er} janvier 2017 avec la mise en exploitation de la chaudière et est arrivé à échéance le 30 juin 2020. Une reconduction d'un an est toutefois possible.

Les conditions de mise en concurrence n'appellent pas d'observations particulières.

⁶⁶ CAA Nantes, 7 décembre 2016, n° 14NT02302.

4.2.2 L'analyse financière du budget annexe dédié aux réseaux en régie

4.2.2.1 La participation financière de la commune de Chartres-de-Bretagne sur la période 2017-2021

Le transfert de la gestion du réseau de la ZAC Portes de la Seiche s'est accompagné d'une participation financière par la commune de Chartres-de-Bretagne, en tant qu'aménageur, à Rennes Métropole. Le versement de cette contribution d'un montant total de 77 266 € est échelonné sur la période 2017-2021, en vertu d'une convention de financement entre les deux entités.

Ce versement trouve son origine dans le « *montant non financé des investissements liés à la construction de l'ensemble du réseau et de la chaufferie* », chiffré à 868 000 €. Cette participation financière de Chartres-de-Bretagne a vocation à « *stabiliser les perspectives tarifaires* » sur les premières années d'exploitation du réseau. Cet échéancier a été respecté.

4.2.2.2 L'équilibre financier général du budget annexe

Le budget annexe régie présente une situation financière équilibrée en termes d'exploitation. Ainsi, la section d'exploitation a dégagé une CAF brute moyenne de 636 000 € sur la période 2016-2018⁶⁷. Il est donc en mesure de couvrir une large partie de ses dépenses d'équipement – 807 000 € par an sur la période 2016-2018 – par des excédents d'exploitation. Après avoir dégagé une capacité de financement légèrement positive en 2016, il a néanmoins abondamment puisé dans son fonds de roulement pour alimenter son besoin de financement qui était 375 000 € en 2017 et 972 000 € en 2018.

Le prélèvement sur le fonds de roulement s'est répercuté sur le niveau de trésorerie qui a continuellement reculé de 2016 à 2018 en passant de 168 571 € à -590 865 €. Le budget annexe a de ce fait recours à des lignes de trésorerie ce qui, dans le contexte présent de taux d'intérêt bas, génère des coûts très modestes (550 € de frais en 2018 pour des tirages totaux de 2,47 M€).

À partir de 2020, ce budget annexe ne retracera plus que les opérations comptables relatives au réseau de Chartres-de-Bretagne car le réseau Est rejoindra le budget annexe DSP avec l'exécution de la DSP Nord-Est au 1^{er} janvier 2020. Cette situation ne semble pas menacer son équilibre financier dans la mesure où le solde des dépenses et recettes réelles imputables à ce réseau a été positif en 2018, du fait de la contribution annuelle versée par la commune de Chartres-de-Bretagne et de la faiblesse des frais de personnel imputés sur ce réseau. En outre, Rennes Métropole a sollicité une subvention de 400 000 € auprès de l'Ademe qui améliorerait l'équilibre financier du budget annexe régie.

⁶⁷ Ce budget annexe a été institué au 1^{er} janvier 2016.

5 LA TARIFICATION

La tarification afférente aux réseaux de chauffage urbain (RCU) se caractérise par les éléments suivants⁶⁸ :

- une tarification binomiale composée d'un terme R1 variable fonction des consommations et d'un terme R2 fixe relatif à l'abonnement (cf. encadré ci-dessous) ;
- des niveaux de tarif qui varient selon chaque RCU, en lien direct avec le coût de l'investissement porté par chaque collectivité⁶⁹ ;
- l'application d'un taux réduit de TVA de 5,5 % au terme R1 lorsque le mix énergétique comprend plus de 50 % d'EnR&R (le terme 2 en bénéficiant d'office).

Une tarification binomiale

La tarification de la chaleur facturée aux abonnés d'un RCU est binomiale : une part variable R1 qui correspond aux consommations et une part fixe R2 relative à l'abonnement.

Le R1 s'obtient en multipliant la consommation de chaleur de l'abonné par le prix de la chaleur (en €/MWh). Variable, ce R1 dépend également du prix du ou des combustibles utilisés (gaz, biomasse, fioul, chaleur fatale d'une déchetterie, géothermie) et du rendement du réseau. Dans le cas d'un réseau utilisant plusieurs énergies, le R1 est la somme pondérée des consommations multipliée par le coût de chaque combustible (cf. formule ci-dessous).

L'abonnement R2 correspond à la puissance souscrite (i.e. la quantité de chaleur maximale à laquelle peut recourir un abonné) que multiplient les différentes charges afférentes au fonctionnement de l'installation de chauffage⁷⁰, comme dans l'exemple ci-dessous :

Facture = (a x R1bois + b x R1gaz) x MWh consommés + (R21 + R22 + R23 + R24) x P souscrite

a : part du bois dans le mix énergétique

b : part du gaz dans le mix énergétique

⁶⁸ Une présentation synthétique de cette tarification figure en annexe n° 2.

⁶⁹ Non seulement il n'existe pas, pour le chauffage urbain, de tarif national comparable à celui du gaz ou de l'électricité, mais au surplus, le prix de la chaleur varie d'un RCU à l'autre, quand bien même divers RCU sont gérés par une même collectivité (ce qui est le cas de Rennes Métropole, cf. point ci-après).

⁷⁰ Usuellement, le R2 est composé de la somme des termes suivants : R21 charges d'électricité pour assurer la production et la distribution de la chaleur ; R22 charges de conduite et de petit entretien des installations ; R23 charges de gros entretien et de renouvellement des installations ; R24 charges de financement (remboursement de l'emprunt) de la création et l'installation initiale du réseau de chaleur.

Relativement complexe en soi, cette formule de facturation est établie pour toute la durée de la délégation, ce qui implique que certains des termes fassent l'objet de formule de révision et/ou soient indexés sur des indices.

Cette complexité peut rendre la lecture de la facture adressée aux abonnés sinon difficile, du moins malaisée.

Enfin, la proportion respective des termes variable R1 et forfaitaire R2 n'est pas encadrée : de fait, elle varie avant tout en fonction des choix technologiques et économiques retenus pour produire la chaleur. Et lorsque la part du R2 abonnement est particulièrement élevée, les abonnés n'ont pas d'incitations particulières à maîtriser leur consommation.

5.1 Des niveaux de tarification très contrastés entre deux catégories de réseaux

5.1.1 Des niveaux abordables pour les réseaux situés sur le territoire de la ville de Rennes

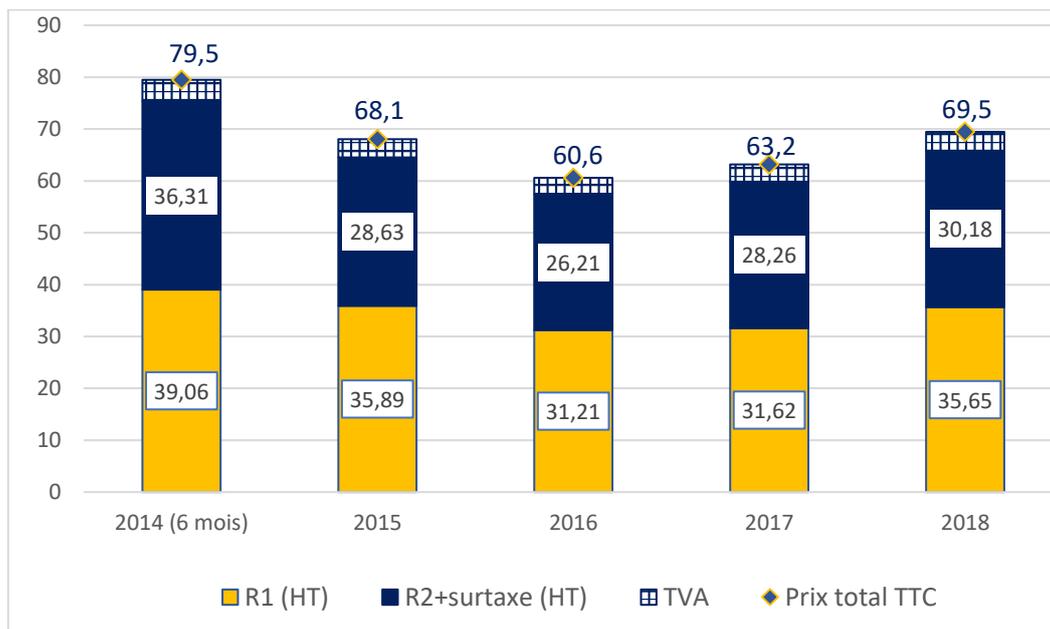
Les deux réseaux historiques de Rennes (Nord et Sud) proposent des tarifs avantageux par rapport à la moyenne nationale en raison :

- D'économies d'échelle importantes qui permettent de répartir entre un nombre élevé d'abonnés les coûts fixes du réseau assorties d'une densité thermique relativement stable (voir 3.4.1) ;
- De sources d'énergie bon marché : l'énergie de récupération sur le réseau Nord et le gaz cogénéré sur le réseau Sud ;
- De rendements satisfaisants (voir partie 3.4.2).

5.1.1.1 Le réseau Sud

Sur la période 2014-2018, le prix global moyen de la chaleur vendue a suivi une trajectoire en forme de U :

- De 2014 à 2016, le tarif moyen du réseau Sud a régulièrement diminué sous l'influence de l'importation d'EnR&R à plus de 50 %, du redémarrage de la cogénération gaz et du passage en contrat gaz dérégulé ;
- À l'inverse, ce tarif est reparti à la hausse (+10 %) entre 2017 et 2018) en raison de l'augmentation du prix du gaz et de celle contractuelle du R24BT à hauteur de 1,56 € HT/MWh à compter du 1^{er} janvier 2017 en application de l'avenant n° 3 à la convention.

Graphique n° 9 : Prix moyen de la chaleur vendue en €/MWh (HT et TTC)


Source : Rapports annuels du délégataire ENERSUD.

Plusieurs facteurs expliquent l'augmentation des prix moyens entre 2016 et 2018 :

- Entre 2016 et 2017 : les tarifs moyens de 2016 ont été relativement bas en raison d'un hiver rigoureux, qui s'est accompagné d'une augmentation des consommations permettant de davantage amortir le R2 qui est un coût fixe d'autant plus faible relativement que la consommation est élevée. La remontée opérée en 2017 correspond donc à un retour à la moyenne ;
- Entre 2017 et 2018 : l'augmentation du prix de la molécule de gaz expliquerait l'essentiel de la hausse sur le R1 et le relèvement du R24M la majorité de l'évolution du R2.

En dépit de ces évolutions contrastées et d'une orientation à la hausse depuis 2017, le prix du réseau Sud demeure compétitif puisque, en 2017, il se situait à un niveau inférieur de 15 % à la moyenne nationale constatée en 2017 (70,3 € HT/MWh)⁷¹. Toutefois, la comparaison des tarifs 2017 (59,9 € HT) et 2018 (65,9 € HT) suggère un recul de cette compétitivité.

En tenant compte du dimensionnement du réseau, le prix du MWh en 2017 (59,9 € HT) du réseau Sud est également inférieur à celui des réseaux comparables⁷² en 2017 (64 € HT/MWh). En outre, il convient de relever que le réseau Sud est proche de la strate supérieure⁷³ sur laquelle les prix sont nettement plus élevés (76,4 € HT/MWh).

⁷¹ Les chiffres sur les moyennes sont issus de l'enquête sur le prix de vente de la chaleur et du droit en 2017 publiée par AMORCE en janvier 2019 et qui se fonde sur un échantillon de 509 réseaux de chaleur.

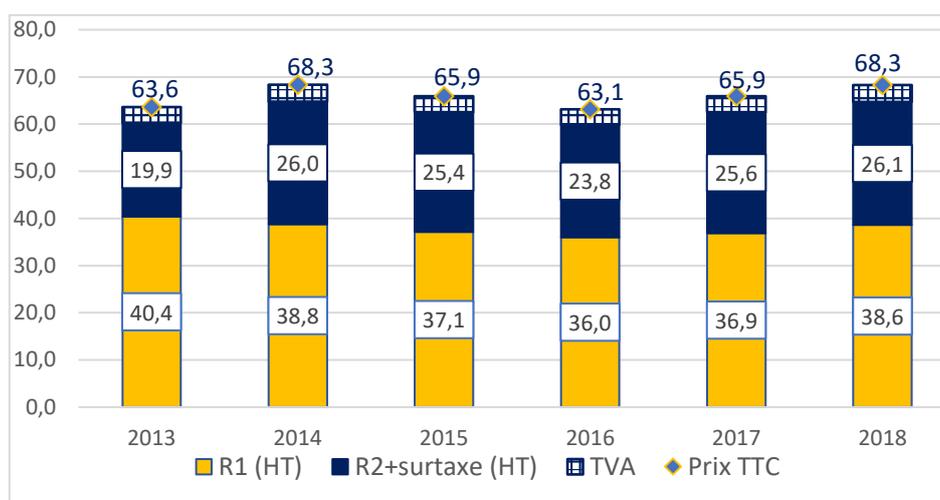
⁷² Des réseaux distribuant entre 100 et 200 GWh.

⁷³ Cette dernière strate correspond aux réseaux livrant 200 GWh et plus alors que le réseau Sud a livré plus 190 GWh par an en moyenne sur la période 2016-2018.

5.1.1.2 Le réseau Nord

Le niveau de tarif est plus stable d'une année sur l'autre que sur le réseau Sud. En effet, le prix des combustibles, majoritairement issus de l'UVED de Villejean, y est moins sujet à variations que les autres sources d'énergie, comme en témoigne le graphique ci-dessous. Toutefois, la compétitivité du réseau de Rennes Nord s'est réduite en 2018 par rapport aux deux exercices précédents. Sur la période 2013-2018, la surtaxe a représenté un peu plus de 6 € HT/MWh de la tarification totale.

Graphique n° 10 : Prix moyen de la chaleur vendue en €/MWh (HT et TTC)



Source : Rapports annuels du délégataire.

En dépit de sa relative stabilité, le prix global moyen de la chaleur vendue peut être découpé en trois phases :

- Progression de 2013 à 2015 : le niveau de 2013 était bas sous l'effet de volumes importants de chaleur vendue. En outre, le R24 a été rehaussé de 2014 à 2017 en raison du financement de la remise en conformité de cuves de fioul ;
- Baisse marquée en 2016 : le délégataire attribue le faible niveau de tarif en 2016 à un fléchissement des indices de revalorisation du R2 et, pour le R1, à de bonnes performances d'enlèvement de chaleur sur l'UVED ;
- Progression en 2017 et 2018 : le prix de la chaleur croît en 2017 sous l'effet d'une baisse de la consommation de chaleur puis en 2018 en raison d'incidents et de travaux sur les fours d'incinération qui ont privé le délégataire d'une fraction de la chaleur bon marché en sortie d'UVED ; dès lors, celui-ci a dû recourir de façon accrue à ses chaudières au gaz, ce qui a mécaniquement entraîné une augmentation de 1,7 € HT/MWh du R1⁷⁴ (près de 77 % de la hausse totale du tarif HT⁷⁵).

⁷⁴ En 2018, le prix moyen d'achat de la chaleur UVED était de 32,13€ HT par MWh contre 42,87 € HT/ MWh pour le gaz.

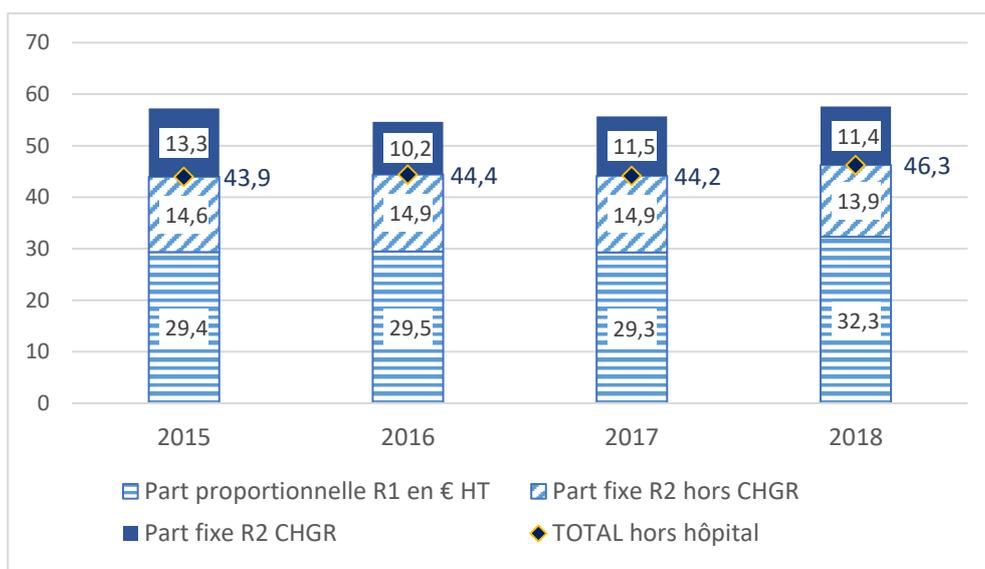
⁷⁵ Augmentation de 0,5 € HT / MWh du R2 entre 2017 et 2018, soit 23% de la hausse totale HT (cela correspond à 21% de la hausse tarifaire totale TTC, le delta correspondant à la TVA).

Ce réseau livre une chaleur à un prix moindre que la moyenne nationale et celles des réseaux de dimension comparable (de 100 000 à 200 000 MWh de chaleur livrée par an). Avec 62,5 € HT/MWh en 2017, il proposait un prix de la chaleur de 11 % inférieurs à la moyenne nationale de 2017 (70,3 € HT/MWh) et moindres que la moyenne des réseaux de dimension comparable (64 € HT/MWh).

5.1.2 Le réseau Est (ZAC Baud-Chardonnet)

Le réseau Est se caractérise par la tarification la plus attractive parmi les cinq réseaux métropolitains, en lien avec sa densité thermique très élevée en 2016 et 2017. En 2018, le centre hospitalier Guillaume Régnier (CHGR), principal abonné, payait 55,7 € HT/MWh, à comparer à une moyenne nationale d'environ 70,3 € HT par MWh. L'écart est équivalent par rapport aux autres réseaux livrant entre 10 000 et 50 000 MWh de chaleur, qui proposent un tarif légèrement inférieur à la moyenne nationale avec 68 € HT/MWh. De surcroît, les autres abonnés (logements) bénéficient en raison d'une politique tarifaire différenciée d'un tarif encore plus attractif (44,2 € HT/MWh en 2018), qui s'avère plus d'un tiers inférieur à la moyenne nationale en 2017.

Graphique n° 11 : Tarifs Est (en € HT/MWh)



Source : Rennes Métropole.

La compétitivité-prix de ce réseau devrait néanmoins décroître en raison de l'harmonisation progressive des tarifs entre cette infrastructure et celle du Nord au plus tard d'ici fin 2025 (article 61.1 du contrat de concession Nord-Est).

5.1.3 Des tarifs élevés sur le réseau de Vezin-le-Coquet et, plus encore, sur celui de Chartres-de-Bretagne

5.1.3.1 Une chaleur onéreuse sur la ZAC des Champs Bleus et encore davantage sur la ZAC des Portes de la Seiche

Sur le réseau de Vezin-le-Coquet, le prix du MWh s'est monté à 90,1 € HT en moyenne sur la période 2013-2018 mais est en diminution continue depuis 2014. En 2018, il s'est établi à 87,5 € HT/MWh, ce qui le place à un niveau supérieur d'un quart à la moyenne nationale de 2017 (70,3 € HT/MWh). Toutefois, l'écart est moindre par rapport aux autres petits réseaux (moins de 10 000 MWh livrés par an) sur lesquels le prix moyen était de 78,8 € HT/MWh en 2017, aboutissant à une différence de 11 %.

Sur le réseau de Chartres-de-Bretagne, le prix de la chaleur est très au-dessus de la moyenne. En 2017, les abonnés payaient 137,9 € HT/MWh et ce tarif atteignait encore 111,4 € HT/MWh en 2018, soit 58 % au-dessus de la moyenne nationale de 2017. En outre, le niveau des tarifs se trouve rehaussé, si l'on raisonne en TTC dans la mesure où la part des EnR&R dans le mix énergétique de ce réseau n'a pas dépassé 50 % ce qui prive les abonnés du bénéfice d'une TVA réduite sur le R1.

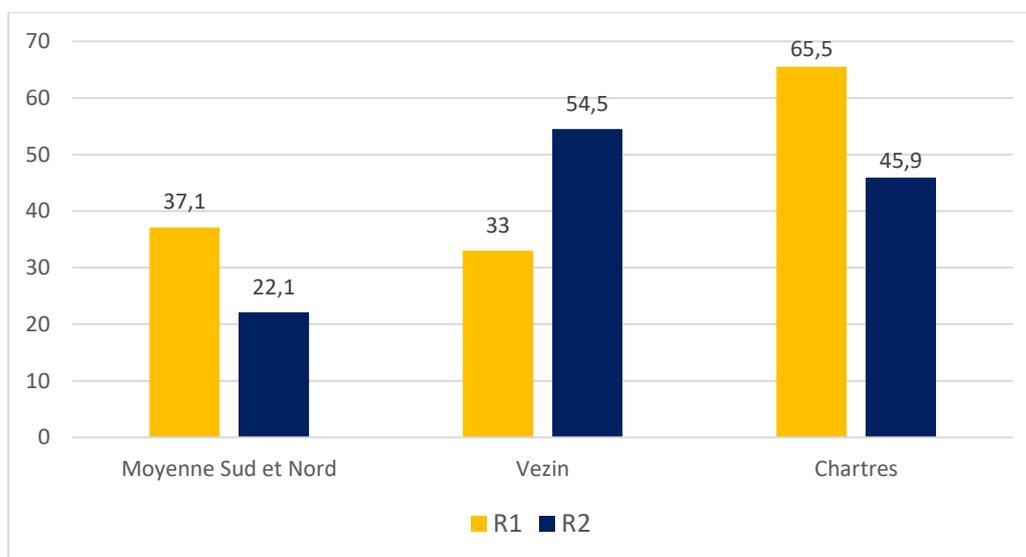
5.1.3.2 Les facteurs d'explication à cette tarification onéreuse

Les tarifs se situent à un niveau élevé à Vezin-le-Coquet et, plus encore, à Chartres-de-Bretagne. Cependant, il est observé dans le schéma directeur que ces deux réseaux desservent des bâtiments aux performances énergétiques élevées ; sur la base de ce constat, il est conclu que « *la facture d'un logement sur le réseau de Vezin-le-Coquet reste compétitive* ». Néanmoins, le fait que les abonnés ont déjà payé pour occuper ou acquérir un bâtiment aux performances énergétiques élevées en premier lieu ne doit pas être occulté.

Le caractère particulièrement onéreux de la chaleur sur les réseaux de Chartres-de-Bretagne et de Vezin-le-Coquet est associé à un facteur notable : une densité thermique faible. À Chartres-de-Bretagne, la densité thermique s'établissait à 0,46 MWh/ml en 2017 et reste basse en 2018 malgré un doublement avec 1,09 MWh/ml, soit un niveau inférieur au seuil de rentabilité du CEREMA (voir *supra*). À Vezin-le-Coquet, la densité dépasse de peu ce seuil de 1,5 MWh/ml avec 2,1 en 2018. De plus, l'étude d'AMORCE sur le prix de vente de la chaleur indique que les réseaux d'une densité thermique inférieure à 2 MWh/ml ont un prix moyen de 82,2 € par an en 2017, soit nettement plus que la moyenne de 70,3 €. Cette faible densité est à relier à la performance énergétique des bâtiments raccordés qui sont faiblement consommateurs en raison de leurs hautes performances énergétiques.

En termes de tarification, cette densité thermique insuffisante au regard des coûts d'investissement se répercute sur le R2. Ainsi, si le réseau de Vezin-le-Coquet présente un montant de R1 (33 € HT/MWh) inférieur en 2018 à la moyenne non pondérée des deux grands réseaux (37,1 € en excluant la surtaxe), celui de R2 (54,5 €) est deux fois et demi supérieur (voir graphique ci-dessous). Toutefois, ce montant de R2 est à relativiser : comme ce réseau n'impose pas de droit de raccordement, la part fixe de l'abonnement compense ce manque à gagner pour le délégataire. L'écart est moins marqué sur le réseau de Chartres-de-Bretagne mais reste notable : le R1 (65,5 €) est 77 % plus élevé que la moyenne des deux réseaux et le R2 atteint 108 % de plus.

Graphique n° 12 : Tarification comparée (R1-R2) en euros HT/MWh



Source : Rennes Métropole.

Le réseau de Chartres-de-Bretagne se distingue par une tarification élevée pour au moins deux raisons :

- l'énergie livrée par bâtiment est particulièrement faible avec 92 MWh par sous-station en 2018. Cette situation pourrait obérer durablement la performance de cette installation. À titre de comparaison, les réseaux de Rennes Nord et Rennes Sud présentaient des niveaux de 747 et 650 MWh par sous-station en 2018. Sur le réseau de Vezin-le-Coquet, ce ratio se montait à 178 en 2018, soit presque deux fois plus qu'à Chartres-de-Bretagne. Cette caractéristique des installations de Chartres-de-Bretagne s'explique notamment par l'absence de grands consommateurs sur ce réseau à la différence de l'installation de Vezin-le-Coquet qui dessert un abonné majeur : un EHPAD ;
- des rendements faibles (rendement du réseau de 79 % en 2018), inférieurs de 4 points au réseau de Vezin, compte tenu de sa taille et de sa technologie en basse pression.

5.1.4 L'évolution des tarifs

5.1.4.1 L'indexation des tarifs

Afin de réduire les aléas liés à une formule de tarification établie pour une durée de 6 à 15 ans, un mécanisme d'indexation, qui fait évoluer les tarifs sur la base de formules contractuelles, figure dans les conventions de DSP.

La facture des abonnés étant binomiale, on trouve généralement deux types d'index associés à chacun des deux termes R1 et R2 :

- Une indexation basée sur des indices des prix des combustibles utilisés pour le R1 ;
- Une indexation sur des indices de coût de la main-d'œuvre et de prix de l'électricité pour le R2-abonnement.

Complexes dans leur définition, les index choisis doivent en outre être cohérents avec la partie de la facture à laquelle ils s'appliquent. Dans le cas du réseau de Vezin-le-Coquet⁷⁶, le terme R1-Biomasse de 2006, qui comportait un facteur d'évolution indexé sur l'indice de variation du prix des machines-outils à bois françaises publié par l'INSEE, a été remplacé en 2017 par l'indice 284000 pour les machines de formage des métaux et machines-outils. Dans la mesure où il rompt le lien explicite entre le terme R1-Biomasse et la filière bois, ce changement d'index ne fait pas gagner en cohérence la formule de tarification.

5.1.4.2 Le taux réduit de TVA apparaît pérenne même si un relèvement du seuil d'éligibilité advenait

En 2018, à l'exception du réseau de Chartres-de-Bretagne, tous les réseaux relevant de Rennes Métropole présentaient un mix énergétique comprenant plus de 50 % d'EnR&R : la quasi-totalité des abonnés de la collectivité ont donc bénéficié sur cette période d'un taux réduit TVA à 5,5 % sur leur R1 et donc sur l'ensemble de leur facture. Dans le cadre de son *Plan de libération des énergies renouvelables* lancé en 2018, le gouvernement français a néanmoins proposé de rehausser le seuil d'éligibilité à la TVA réduite pour les années à venir⁷⁷ : actuellement fixé à 50 % d'EnR&R, il pourrait passer à 55 % en 2025 puis 60 % en 2030.

Compte tenu des mix énergétiques des cinq réseaux métropolitains, un relèvement du seuil ne semble pas de nature à compromettre le taux de TVA réduite dont ils bénéficient. En particulier, le compte prévisionnel du futur réseau Nord-Est repose sur l'hypothèse d'un mix énergétique comprenant 64 % d'EnR&R en combinant énergie de récupération et biomasse.

⁷⁶ Définis à l'article 61 de la DSP initiale du 25 septembre 2006, ces index ont été mis à jour par l'article 12 de l'avenant n° 3 du 9 mai 2017 rédigé par Rennes Métropole, au motif suivant : nombre des index utilisés avaient été, soit re-basés, soit modifiés.

⁷⁷ Cf. tout particulièrement l'action n° 18 proposée par le groupe de travail présidé par la Secrétaire d'État Emmanuelle Wargon, et dont les 25 propositions pour développer la filière des réseaux de chaleur et de froid a été présentée en octobre 2019 (<https://www.ecologique-solidaire.gouv.fr/reseaux-chaleur-et-froid-filiere-davenir>).

Conscient toutefois de la faiblesse des marges de manœuvre plus réduites sur le réseau Sud (55,7 % d'EnR&R en 2018), Rennes Métropole a indiqué travailler en interne à développer ce taux de mixité énergétique dans le cadre du renouvellement de la DSP Sud en 2023. Toutefois, augmenter la part de l'achat de chaleur auprès de la chaufferie biomasse Dalkia, notamment pour dépasser les 60 % d'EnR&R aurait pour conséquence d'augmenter le niveau des tarifs. Au final, les évolutions tarifaires dépendront notamment de l'extension du réseau Sud, qui pourrait imposer la création d'une nouvelle chaudière biomasse avant 2030.

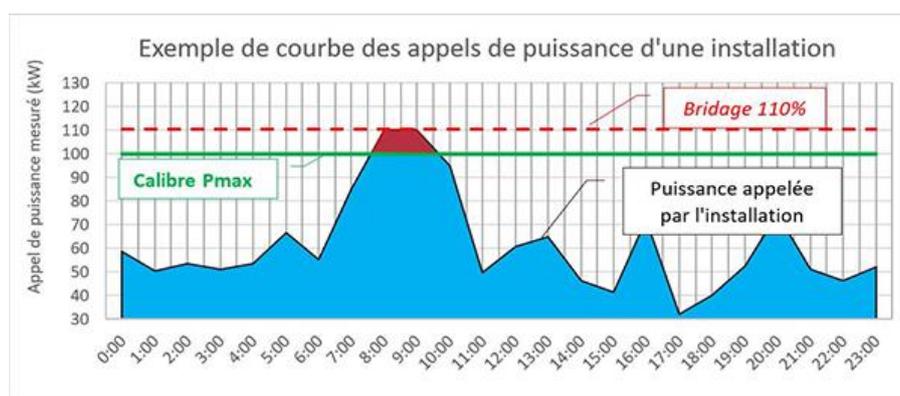
5.2 La tarification comme outil incitatif

5.2.1 La lutte contre les « retours chauds » à travers des incitations tarifaires

5.2.1.1 Le système POSI+

Le système « puissance optimale souscrite intelligente », dit POSI+, a été déployé par ENERSUD à l'occasion du passage de la tarification forfaitisée du R2 en URF à une tarification proportionnelle à la puissance souscrite. Il permet, grâce à des automates interconnectés dans les sous-stations, un suivi plus fin des appels de puissance tout au long de la journée⁷⁸, ce qui constituait un préalable indispensable pour recalculer les puissances effectivement appelées par les abonnés tout au long de la journée et redéfinir sur cette base leurs abonnements. Enfin, POSI+ permet à ENERSUD d'optimiser les diamètres des réseaux qui seront réalisés lors des futurs raccordements.

Graphique n° 13 : L'information délivrée par POSI+⁷⁹



Source : site internet ENERSUD.

⁷⁸ Environ toutes les 10 minutes contre 1 ou 2 fois par jour auparavant.

⁷⁹ Un abonné ne peut demander une puissance qui dépasse de plus de 10 % la puissance de son abonnement. Au-delà, il se heurte à un « bridage ».

Pour les abonnés, l'intérêt est de suivre en temps réel l'évolution de leurs appels de puissance et tenter de lisser leur consommation avec un double objectif : d'une part, demeurer en-deçà de leur puissance maximale et ainsi éviter le malus généré par tout dépassement de ce seuil ; d'autre part, respecter le bridage de leur abonnement (110 % de la puissance maximale souscrite), niveau au-delà duquel le réseau ne répond plus à la demande supplémentaire de puissance.

5.2.1.2 Le passage à la puissance souscrite pour la part fixe (R2) sur le réseau Sud grâce au système POSI+

Antérieurement à 2019, la part fixe (R2) des réseaux Nord et Sud était calculée sur la base d'unités de répartition forfaitaire (URF)⁸⁰. Ces URF variaient selon la consommation constatée sur les trois derniers exercices pour les abonnés plus anciens et étaient fonction d'une estimation de consommation annuelle à venir pour les nouveaux abonnés. Ce type de facturation présente plusieurs inconvénients :

- Le manque de lisibilité de la facture pour les abonnés (R1 est facturé en €/KWh tandis que R2 est exprimé en €/URF) ;
- L'absence d'incitation au lissage de la consommation : cette facturation du R2 en €/URF n'est pas directement liée à la puissance souscrite, les abonnés ne sont donc pas incités à réduire leur consommation de chaleur, ce qui freine la volonté d'asseoir les réseaux de chaleur urbains comme facteur d'économie d'énergie et de verdissement du chauffage ;
- Ce système aboutit à ce que les abonnés qui régulent et lisent leurs appels de puissance au cours de la journée, paient pour les abonnés qui présentent des consommations infra-quotidiennes volatiles dont le profil de consommation nécessite donc un dimensionnement plus important des unités de production pour faire face aux appels soudains de puissance. Ces consommations volatiles peuvent découler du type de fonction du bâtiment (ex : enseignement ou tertiaire⁸¹) mais aussi de réseaux secondaires ou de pratiques de consommation non optimisées.

Rennes Métropole a ainsi choisi de passer à une facturation du R2 exprimé en euros par kW de puissance souscrite. Ce basculement a été effectué le 1^{er} janvier 2019 pour les abonnés du réseau Sud, soit deux ans plus tard que la date initialement prévue⁸². Ces retards s'expliquent par des freins technique et commercial :

⁸⁰ Article 56.1 de la convention DSP Sud et article 61-1-2 de la convention DSP Nord.

⁸¹ Ces deux natures d'activité s'accompagnent en effet d'appels de puissance en début de matinée, singulièrement le lundi.

⁸² Initialement prévu pour le 1^{er} janvier 2017 dans l'article 56.2 de la convention de DSP, sa mise en application a d'abord été reportée au 1^{er} janvier 2018 par l'article 7 de l'avenant n° 3 avant de l'être au 1^{er} janvier 2019 par l'article 3 de l'avenant n° 5.

- Cette transition s'accompagne d'effets redistributifs entre abonnés selon leur profil de consommation. Initialement, la convention de DSP Sud prévoyait des pénalités en cas de dépassement de la puissance souscrite (article 56.2.6). Désormais, l'article 56.3 de cette convention, modifié par l'avenant n° 5, prévoit un dispositif plus adaptable de bonus-malus. Les simulations menées par Rennes Métropole et son délégataire suggéraient un risque de non-raccordement (centre pénitentiaire) voire de déraccordement par les abonnés qui enclenchent des appels de puissance résultant de leur cycle d'activité (ex : centres commerciaux ou lycées) ou par les abonnés ne disposant pas du délai nécessaire à l'optimisation de leur réseau secondaire ;
- La mise en œuvre de cette tarification pondérée n'a été possible qu'avec l'installation du système POSI+ à compter de 2016⁸³.

Afin de donner aux abonnés du réseau Sud le temps d'anticiper son impact financier, cette réforme tarifaire a été précédée d'une phase d'information et de communication auprès des abonnés⁸⁴. Et ce basculement s'est opéré de façon échelonnée à travers un calendrier visant à assurer son acceptabilité auprès des usagers :

- Pendant toute l'année 2018, les factures ont continué d'être établies en €/URF tout en présentant, en parallèle, le prix qui aurait dû être acquitté en appliquant la tarification à la puissance souscrite ;
- Depuis le 1^{er} janvier 2019, les factures sont émises uniquement selon la puissance souscrite, mais sans application du système de bonus/malus prévu en cas de dépassement de plus de 10 % de la puissance maximum autorisée pour chaque abonné, ce bonus/malus lui étant toutefois transmis à titre indicatif par mail ;
- Au 1^{er} janvier 2020, acquittement des factures à la puissance souscrite et application effective du système de bonus/malus.

5.2.1.3 Sur le futur réseau Nord-Est, POSI+ s'insérera dans un ensemble plus large dédié à accroître l'efficacité énergétique du réseau

Sur le futur réseau Nord-Est, Rennes Métropole avait choisi de ne pas faire d'une part fixe adossée sur les kW souscrits une exigence minimale mais de laisser les divers candidats libres de proposer les modalités de transition qu'ils envisageaient pour atteindre cet objectif. Toutefois, le délégataire retenu *in fine* pour ce nouveau contrat de concession est Engie Réseaux, délégataire qui propose de décliner sur le réseau Nord-Est, entre 2020 et 2024, un système incluant le dispositif POSI+ déjà en place sur le réseau Sud. Toutefois, il s'agit d'une « offre efficacité énergétique » plus large puisqu'elle comprend trois volets (article 15.3 de la convention) :

⁸³ Auparavant, le délégataire ne connaissait que la puissance maximale appelée au cours de la journée, mais aucune donnée en continu sur cette journée.

⁸⁴ Notamment par le biais de la création d'une commission de gouvernance dont l'une des principales missions a été de préparer les esprits à ce changement de paradigme tarifaire.

- Le dispositif POSI+ déjà évoqué qui permet de maîtriser et diminuer les puissances souscrites ;
- NEGA+ dédié à l'amélioration de la performance énergétique des bâtiments. Dans ce cadre, Engie Réseaux et la Banque des Territoires « *proposent d'engager des actions communes afin de créer un effet levier favorable aux travaux d'amélioration de l'efficacité énergétique des bâtiments* » afin de réaliser des diagnostics énergétiques dans l'optique de travaux contribuant à accroître la performance thermique des bâtiments ;
- DELTA+ qui vise à abaisser les températures retour à travers « *une diminution de 25% de leur tarif R21 aux abonnés dont le delta de températures primaires moyen sera supérieur à 35°C* ». En outre, un Fonds « *Températures retour* » sera abondé par le délégataire chaque année à hauteur de 60 000 € par an pendant les cinq premières années du contrat. Ce fonds financera une partie des travaux d'amélioration par les abonnés sur leur réseau secondaire afin de diminuer les températures retour. Le montant de la subvention accordée sur les crédits de ce fonds sera décidé par la commission de gouvernance mise en place sur le réseau.

5.2.2 Les formes d'intéressement du réseau Sud sur la part variable (R1) pour le délégataire

5.2.2.1 Les modalités d'intéressement pour délégataire

- **Intéressement à l'enlèvement de la chaleur Dalkia Biomasse Rennes (DBR) :** la convention DSP, dans son article 55.3.1, a mis en place une forte incitation pour le délégataire à optimiser l'utilisation de la chaleur DBR. Ce dispositif s'appuie sur deux paliers de niveau d'énergie achetée à Dalkia (110 000 MWh et 120 000 MWh par an) au-delà desquels le prix unitaire de la chaleur à l'unité diminue. Les gains de cette ristourne sont partagés pour moitié entre les abonnés et le délégataire.
- **Intéressement sur la partie fixe du compte cogénération gaz :** la convention crée une incitation pour le délégataire à s'engager en année N-1 sur un volume de ventes d'électricité (recettes fixes) en N, celui-ci est ainsi incité à anticiper la part de la cogénération gaz dans son mix énergétique en N. L'excédent constaté sur la part fixe du compte cogénération au cours de la période hivernale (du 1^{er} novembre au 1^{er} avril) est réparti à hauteur de 75 % pour les abonnés et 25 % pour le délégataire. En revanche, un solde négatif est reporté sur l'exercice suivant.
- **Rémunération performance sur la part variable du compte cogénération gaz :** la part variable du compte cogénération correspond à celle sur laquelle le délégataire n'a pas pris d'engagement en N-1. La rémunération performance n'était pas prévue dans la convention initiale ; elle résulte de l'article 2.4 de l'avenant 4 à la convention entrée en application au 1^{er} janvier 2018. Elle s'élève à 21 € HT/MWh pour les cas où le délégataire recourt suffisamment à la cogénération gaz hors engagement.

- **Intéressement au résultat d'exploitation** : la convention intéresse le délégataire au résultat d'exploitation du compte R1 mais fixe une répartition en principe à l'avantage des abonnés. Son article 55.3.2 précise en effet :
 - « Dans le cas où le résultat du compte R1 est négatif : les pertes sont supportées à 75 % par le délégataire et à 25 % par les abonnés ;
 - Dans le cas où le résultat du compte R1 est positif : les gains sont partagés à 25 % pour le délégataire et à 75 % pour les abonnés ».

5.2.2.2 Répartition des gains entre le délégataire et les abonnés

Au total, Rennes Métropole a calculé que ces quatre dispositifs ont abouti à une baisse nette de 31 centimes d'euros HT par MWh de la facture de chaleur des abonnés en 2018.

L'intéressement sur la part fixe de la cogénération gaz bénéficie surtout aux abonnés dans la mesure où il n'a qu'une incidence assez restreinte sur le coût des combustibles tout en abaissant considérablement le prix de la chaleur livrée. Le délégataire a un intérêt financier à recourir à la cogénération-gaz (saison hivernale), celle-ci dégageant un résultat excédentaire sur la période 2015-2018 contrairement aux autres sources d'énergie, qui se trouve seulement renforcé par le dispositif d'intéressement qui lui a apporté plus de 90 000 € de recettes nettes supplémentaires par an sur la période 2015-2018. En revanche, les abonnés bénéficient fortement de cet intéressement qui a réduit de 4 % la part variable (R1) de leur facture globale sur la période 2015-2018 (-280 264 €). Ainsi, les abonnés ont payé leur chaleur 1,59 € HT/MWh de moins grâce à ce dispositif en 2018.

L'intéressement à l'enlèvement de la chaleur Dalkia Biomasse Rennes (DBR) agit davantage sur le coût net de la chaleur pour le délégataire que sur la facture des usagers. En effet, cette ristourne a abaissé le prix de la chaleur biomasse de 11 centimes d'euros HT par MWh. Il se répercute plus notablement sur le coût net de la chaleur pour le délégataire qui diminue de 16 centimes d'euros.

La rémunération performance sur la part variable du compte cogénération, mise en place en 2018, a bénéficié au délégataire sur cet exercice au détriment des abonnés. En effet, elle rehausse de plus de 2 € environ la rentabilité de cette source de chaleur par MWh pour le délégataire qui est 4,33 € HT/MWh au lieu de 2,17. En revanche, cette rémunération performance a rehaussé le prix de la chaleur d'autant pour les abonnés : ce prix était 11,32 € HT/MWh en 2018 et aurait été de 9,15 € HT/MWh en l'absence de ce dispositif. Ainsi, ce dispositif a apporté un supplément de revenu de 163 508 € à ENERSUD en 2018. Or, le délégataire dégageait déjà des excédents sur la chaleur issue de la cogénération gaz (saison hivernale) : sur les trois exercices de la période 2015-2017 précédant l'introduction de ce dispositif, le délégataire avait dégagé un excédent cumulé de 52 000 € par an de cette chaleur. Toutefois, ce poste excédentaire n'avait pas suffi à équilibrer le solde du R1 (combustibles) car ENERSUD a enregistré un déficit cumulé atteignant 344 000 € sur celui-ci alors que le compte d'exploitation prévisionnel (CEP) annonçait un excédent cumulé de 72 000 € sur la période 2015-2017. Ainsi, l'intérêt de ce dispositif, introduit récemment, apparaît contestable dans la mesure où il a principalement pour effet de modifier le solde du R1 au bénéfice du délégataire en rehaussant le prix de la chaleur sur ce réseau.

Le dispositif d'intéressement au résultat d'exploitation n'a pas non plus bénéficié aux abonnés. En effet, le solde du compte R1, sans y intégrer les intéressements cogénération gaz et chaleur biomasse, a été négatif sur chaque exercice depuis le début de la délégation. Au final, il a induit une augmentation de la facture des abonnés de 45 centimes d'euro par MWh et par an en moyenne de 2015 à 2018, tout en rééquilibrant le solde du R1 du délégataire. En revanche, si le délégataire parvenait à dégager un solde positif sur le R1, les abonnés en bénéficieraient fortement compte tenu de la clé de répartition des gains.

5.2.3 Deux mécanismes aboutissent à une forme de péréquation de fait entre réseaux

Comme évoqué précédemment, les tarifs de Rennes Métropole sont polarisés entre deux catégories de réseaux de chaleur. Or, Rennes Métropole n'a pas adopté de délibérations ou prévu de stipulations assurant une harmonisation tarifaire, hormis celle entre les réseaux Nord et Est dans le cadre de leur interconnexion.

Rennes Métropole indique privilégier une péréquation *de facto* au niveau de la facture, plus qu'une péréquation tarifaire unitaire. Cette logique s'applique aux deux réseaux de Vezin-le-Coquet et de Chartres-de-Bretagne sur lesquels les tarifs unitaires sont effectivement élevés. Dans ces deux cas où les performances énergétiques élevées des bâtiments de ces deux réseaux induisent une faible consommation par rapport au logement rennais moyen, il en résulte une facture annuelle de chauffage comparable à celle des usagers des réseaux historiques de Rennes. Toutefois, cette approche n'intègre pas les coûts supplémentaires déjà consentis par les abonnés pour occuper des bâtiments à performance énergétique élevée mais qui n'en tirent pas profit en termes de facture énergétique.

Rennes Métropole n'est pas favorable à une péréquation directe entre les deux catégories de réseaux en termes de tarif. Les deux réseaux historiques de Rennes desservent, dans des proportions importantes, des logements sociaux ce qui n'est pas le cas des réseaux de Chartres-de-Bretagne et Vezin-le-Coquet à destination de ménages plus aisés. Une péréquation tarifaire aurait donc notamment pour conséquence de mettre à contribution des ménages modestes au profit de ménages mieux lotis.

Pour autant deux dispositifs contribuent à une péréquation de fait au bénéfice des abonnés des réseaux de Vezin-le-Coquet et de Chartres-de-Bretagne et à l'attractivité de ces deux infrastructures :

- L'absence de redevance versée au budget annexe DSP sur le réseau de Vezin-le-Coquet alors que l'article 53 de la convention de DSP permettrait d'instaurer une « *redevance due à la collectivité par les usagers* », qui s'ajouterait au prix de l'énergie calorifique, pour compenser les frais d'administration liée à l'exécution du contrat. À titre de comparaison, les abonnés des réseaux historiques s'acquittent d'environ 6 € HT par MWh sur les deux réseaux historiques au titre de la surtaxe ;
- La clé de répartition des dépenses de personnel imputées sur chaque budget annexe entre réseaux (fonction du nombre de sous-stations, des MWh livrés et du linéaire) a pour effet d'inscrire des dépenses de personnel faibles sur les réseaux aux tarifs les plus onéreux : 10 512 € sur 412 080 € en 2018 à Vezin-le-Coquet, soit 2,5 % et 3 242 € sur 412 080 € en 2018, soit moins de 1 % à Chartres-de-Bretagne. Or, cette clé minore de fait les coûts fixes liés à chaque réseau en termes d'équivalent temps plein. Cependant, une hausse des dépenses de personnel, notamment à Chartres-de-Bretagne, se répercuterait *in fine* sur les tarifs acquittés par les abonnés afin d'équilibrer les budgets annexes.

6 LES RELATIONS CLIENTS

6.1 Les interruptions de service

6.1.1 Le suivi des interruptions de service

Le chauffage urbain doit, comme tout service public, se conformer au principe de continuité. Ainsi, il ne peut être interrompu qu'en présence de circonstances exceptionnelles et en minimisant les conséquences dommageables pour les usagers.

Deux types d'interruptions sont susceptibles de se produire :

- Les arrêts d'exploitation et d'activité pour maintenance, qui sont planifiés et généralement programmés l'été en dehors de la période de chauffage ;
- Les pannes ponctuelles et autres fuites non prévisibles : ce sont ces interruptions de service qui font l'objet d'un suivi plus particulier par les opérateurs⁸⁵. Leur fréquence et leur durée constituent un indicateur majeur de la qualité du service rendu aux usagers.

S'agissant des deux réseaux délégués Nord et Sud, le nombre et la durée des interruptions sont fournis dans les rapports d'activités. Toutefois, seul Engie pour Rennes Nord retrace le nombre d'équivalents logements affectés par ces interruptions de service. Quant aux rapports d'exploitation des deux réseaux gérés en régie par Rennes Métropole, ceux-ci ne fournissent pas d'indicateur de suivi relatif aux interruptions de services. Bien que les interruptions de service soient rares sur ces réseaux (voir tableau ci-dessous), cette information mériterait néanmoins d'être publiée.

Ce sont les deux réseaux historiques, Nord et Sud, plus anciens et surtout beaucoup plus longs en linéaire de réseaux, qui concentrent les interruptions de service sur la période 2015-2018. Ces interruptions de services sont toutefois concentrées sur le réseau Sud qui représente plus de 75 % des fuites, ce que Rennes Métropole relie à la nature plus humide du sol et donc plus corrosive dans la moitié méridionale de la ville ; en outre, il s'agit du réseau le plus long. Néanmoins, le nombre de fuites tend à baisser sur le réseau Sud ce qui a notamment contribué à alimenter le compte R22 (conduite et petite entretien) dans la mesure où les dépenses d'eau d'ENERSUD ont continuellement baissé entre 2015 (46 863 €) et 2018 (20 131 €).

⁸⁵ Ces interruption, retard et insuffisance de service sont précisés aux 48-4-1 et 2 de la DSP Nord ; aux articles 46.5.1 et 2 de la DSP Sud ; ainsi qu'aux articles 45.3.1 et 2 de la DSP de Vezin.

Tableau n° 7 : Nombre d'interruptions de service (2015-2018)

	2015	2016	2017	2018	TOTAL
<i>NORD (délégataire Engie Réseaux)</i>	4	7	7	4	22
<i>SUD (délégataire ENERSUD)</i>	21	18	17	18	74
<i>EST (régie avec marché global)</i>	0	0	1	0	1
<i>CHARTRES (régie avec marché global)</i>	/	/	0	0	0
<i>VEZIN (délégataire SOGEX)</i>	0	0	0	0	0

Source : Chambre régionale des comptes à partir des données de Rennes Métropole.

Le nombre des interruptions de service présentant des durées importantes est retracé dans les rapports d'activité des deux grands réseaux : leur part demeure modérée pour celui de Rennes Sud – cinq interruptions supérieures à 6 heures, dont une supérieure à 9 heures pour 2018⁸⁶, et faible dans le cas de Rennes Nord – 2 interruptions supérieures à 4 heures en 2018. Chacune de ces interruptions de service fait l'objet d'une fiche incident adressée à Rennes Métropole qui dispose de son propre tableau de bord pour assurer le suivi des réparations provisoires et définitives qui auront été effectuées. Ce document interne mentionne par ailleurs le nombre de logements affectés par chacune de ces interruptions.

6.1.2 La difficile mise en œuvre des pénalités liées à ces interruptions de service

Les contrats des délégations prévoient expressément⁸⁷ que « *sous réserve de [certaines] dispositions, les retards, interruptions ou insuffisances de fourniture tant pour le chauffage que pour l'eau chaude sanitaire, donnent lieu, au profit de l'abonné, sauf cas de force majeure [...] à une pénalité due par le délégataire [...]* » à Rennes Métropole. Pendant la période sous revue, les délégataires n'ont acquitté aucune pénalité.

De fait, les modalités contractuelles définissant ces pénalités s'avèrent favorables aux délégataires puisqu'elles prévoient des clauses exonératoires qui correspondent à la majorité des causes techniques susceptibles d'entraîner des retards, insuffisances et/ou interruptions de fourniture de chaleur auprès des abonnés. Toutefois, ces exonérations sont compréhensibles compte tenu des impondérables liés à l'exploitation d'installations de chauffage urbain.

⁸⁶ Le détail est synthétisé sous forme de graphique en annexe n° 4.

⁸⁷ Respectivement aux articles 48.4 et 46.5 des contrats de DSP Rennes Nord et Rennes Sud ; article 45.3 de la DSP de Vezin.

6.1.3 L'analyse prospective et préventive en matière de continuité de service réalisée par Engie : un exercice utile

Sur les réseaux Nord et Sud, existe depuis 2015 un rapport dit de « *prévention de la continuité de service* » qui va au-delà de ses obligations contractuelles en la matière⁸⁸. L'objectif premier de ce rapport est de vérifier la capacité du réseau à faire face aux besoins de chaleur effectivement enregistrés sur l'année dans le cas où un incident serait survenu sur un ou plusieurs équipements. Cette analyse prospective est assimilable à un exercice de simulation/anticipation.

Ainsi, au titre de l'année 2018, la chaufferie de Rennes Sud - qui dispose d'une puissance de 140,8 MW en sortie -, a par exemple dû répondre à une demande de 87,5 MW. L'annexe n° 5 retrace les différentes hypothèses de dysfonctionnements qui auraient pu affecter les différentes chaudières en 2018 et leurs conséquences sur la capacité du délégataire à honorer cette demande de 87,5 MW : parmi les 10 types d'avaries envisagées, seule une panne concomitante de trois des six chaudières ne permettait pas d'assurer 100 % de la demande de chaleur 2018 de Rennes Sud.

Au-delà de cette analyse rétrospective, les délégataires des réseaux Nord et Sud procèdent à des projections qui intègrent les demandes de chaleurs anticipées à partir du programme d'extension de la DSP pour la période courant jusqu'en 2023 : à partir des 10 mêmes types d'avaries, et pour une demande de chaleur de 105 MW attendue pour 2023, les simulations réalisées indiquent qu'au-delà d'une chaudière indisponible, le réseau Sud aura un taux de couverture inférieur à 100 %. À partir de ces hypothèses, le délégataire sait qu'au-delà d'un équipement indisponible et pour une température de -5°C, le réseau connaîtrait des problèmes d'alimentation à l'horizon 2023. Le délégataire du réseau Sud pratiquait également un tel exercice d'analyse.

Ces simulations constituent un outil d'aide à la décision, notamment pour dimensionner les investissements nouveaux et/ou de renouvellement en matière de chaudière. Le contrat relatif au futur réseau Nord-Est exige du concessionnaire qu'il fournisse une « *analyse prospective sur l'autonomie des moyens de production* » dans son compte rendu technique annuel (article 69).

⁸⁸ Les articles 46.1 (DSP Sud) et 48.1 (DSP Nord) prévoient des vérifications techniques et autres essais destinés à assurer la continuité du service.

6.2 L'information et l'association des abonnés et usagers

6.2.1 La quasi absence de réclamations émanant des abonnés

Les délégataires n'ont pas enregistré de demandes de la part des abonnés tendant à une réduction de facturation pour retard ou interruption de services, en dépit des stipulations contractuelles. De même, les rapports d'activité des délégataires font état d'un unique courrier de plainte, qui concernait le réseau Nord, entre 2015 et 2018 sur les trois réseaux gérés par des délégataires.

6.2.2 L'association des abonnés et des usagers

6.2.2.1 Un fonctionnement régulier de la commission consultative des services publics

Rennes Métropole a instauré une commission consultative des services publics (CCSPL) qui est consultée, notamment, sur les réseaux de chaleur « *confiés à des tiers par convention de délégation de service public (DSP) ou qu'ils exploitent en régie de l'autonomie financière* ».

Pendant la période sous revue, la CCSPL s'est réunie au moins une fois par an. S'agissant plus particulièrement du chauffage urbain, les rapports annuels d'activité des délégataires ainsi que les bilans d'activité des deux réseaux de chaleur exploités en régie dotée de l'autonomie financière, ont fait l'objet d'un examen par la CCSPL, conformément aux dispositions de l'article L. 1413-1 modifié du code général des collectivités territoriales (CGCT).

En raison de leur caractère synthétique, les procès-verbaux de la CCSPL ne permettent pas de connaître le détail des débats qui se sont tenus. Les associations l'UFC Que Choisir, l'ARMEC, la CNL et la MCE qui y assistent sont susceptibles de constituer un relai d'information des usagers du service public de chauffage urbain.

En application de l'article L. 1413-1 modifié du CGCT, les membres de la CCSPL ont été consultés et émis un avis favorable sur le projet de création d'une régie dotée de l'autonomie financière des réseaux de chaleur de Rennes Métropole, juridiquement créée par délibération de Rennes Métropole le 19 novembre 2015.

6.2.2.2 La commission de gouvernance mise en place par ENERSUD

Cette instance est composée de huit représentants issus des abonnés, de la société civile, du délégant et du délégataire. Son rôle est d'orienter la politique de développement durable et sociale du RCU, avec pour missions notamment : le suivi des actions engagées en matière de sensibilisation et l'application des incitations pour les clients les plus vertueux ; l'élaboration d'avis sur les démarches entreprises par ENERSUD en matière de précarité énergétique ; le recensement et l'analyse des actions locales d'insertion en matière de réseaux de chaleur.

Cette commission s'est réunie à trois reprises sur la période 2015-2018. En décembre 2017, un important travail d'explication a été mené à l'occasion du passage à la puissance souscrite (abonnement en €/kW en lieu et place de l'abonnement en €/URF), avec l'édition d'un guide de la tarification et des actions de communication en partenariat avec l'ALEC⁸⁹.

Une instance semblable est prévue à l'article 68 de la convention DSP Nord-Est. Elle attribuera annuellement les subventions accordées par le Fonds « *Températures retour* » doté de 300 000 € au titre des cinq premières années de la concession Nord-Est (cf. point 5.2.1).

6.2.3 La mise à disposition d'un site internet étoffé : une bonne pratique

Les articles des conventions de DSP Nord (article 79) et Sud (article 14) relatifs à l'information des abonnés prévoient tous deux que le délégataire mette en place un site internet dès le début de la délégation. Le contenu de ce site est explicité dans les chartes relatives à la communication.

En septembre 2019, les deux sites internet⁹⁰ sont actualisés et comportent les espaces listés dans les chartes de communication :

- Un espace grand public comprenant, entre autres, une présentation du réseau de chaleur ainsi que de ses avantages, des actualités relatives au réseau et une rubrique contacts permettant de joindre le délégataire. En outre, le site d'ENERSUD rappelle, conformément à la charte relative à la communication, que le chauffage urbain s'inscrit dans le cadre du plan climat-air-énergie territorial (PCAET) de la Métropole ;
- Un espace pour les abonnés et pour les usagers, accessible via un mot de passe.

6.3 La politique commerciale

6.3.1 Le lissage dans le temps des droits de raccordement au service de l'attractivité du réseau

Le schéma directeur mentionne que « *dans le cadre d'un développement massif des réseaux de chaleur d'une Métropole, notamment auprès de bailleurs et de copropriétés, il est peu efficace commercialement d'imposer aux nouveaux abonnés de financer les investissements consentis sous forme de droits d'entrée, sous peine de remettre en cause leurs raccordements* ».

Une solution intermédiaire entre l'absence de droits de raccordement, qui privent le réseau de ressources, et des droits de raccordement qui risquent de nuire à l'attractivité du réseau consiste dans le lissage dans le temps des droits de raccordement. Cela a renforcé l'attractivité et facilité le lancement du réseau de Rennes Est (ZAC de Baud-Chardonnet).

⁸⁹ Agence locale de l'énergie et du climat du Pays de Rennes.

⁹⁰ Réseau Nord : <http://rennes-nord.reseau-chaleur.fr/> et réseau Sud : <http://rennes.reseau-chaleur.com/>.

Un tarif compétitif a été mis en place sur le réseau Est, malgré une redevance supplémentaire acquittée par le principal abonné (l'hôpital Guillaume Rénier) au titre du lissage des droits de raccordement. Cet hôpital, qui représente plus de 80 % des consommations en 2018, bénéficie d'un lissage sur dix ans du coût induit par son raccordement (surdimensionnement du réseau principal, branchement et création du poste de livraison) estimé à 1,5 M€. En vertu d'une convention financière conclue en 2015 entre Rennes Métropole et l'hôpital Guillaume Rénier, ce dernier se voit appliquer une redevance R2.4 « *permettant à équivalence le remboursement du droit de raccordement* » (article 4). Ce taux est indexé sur le taux d'intérêt à trois mois sur le marché interbancaire de la zone euro (Euribor — 3 mois). En 2017, cette redevance R2.4 représentait une part considérable des recettes totales du réseau : elle s'élevait à 137 334 €, soit 23 % des 591 605 € des recettes totales (R1+R2).

6.3.2 L'absence de modulation de la tarification du R1

À l'instar de ce qui est pratiqué parmi les distributeurs de gaz et d'électricité, les clients d'un même réseau de chaleur peuvent se voir proposer des tarifs différents pour une même quantité de chaleur⁹¹. Tel n'est pas le cas des réseaux relevant de Rennes Métropole.

Cette problématique de la différenciation tarifaire n'est cependant pas étrangère aux réflexions métropolitaines. Ainsi, en 2017, une différenciation tarifaire fondée sur la consommation annuelle des abonnés avait été envisagée pour le réseau de Rennes Est (Baud Chardonnet), avec un prix dégressif du R1 pour les plus gros consommateurs⁹². Parallèlement, une étude avait aussi été menée pour une tarification différenciée sur les réseaux Nord et Sud.

Dans le cadre de l'actuelle consultation en cours pour le renouvellement de la DSP Nord-Est, les candidats étaient invités à faire des propositions le cas échéant pour construire des grilles tarifaires différenciées : aucun des candidats n'a cependant donné suite à cette possibilité.

6.3.3 Les leviers de communication mobilisés

Ni Rennes Métropole, ni ses délégataires ne procèdent à des enquêtes de satisfaction, qu'elles soient annuelles ou biennuelles. Une seule enquête de satisfaction a été menée en 2017, sur le réseau Sud, mais en raison du nombre insuffisant de réponses, aucune suite ne lui a été donnée dans le rapport d'activité du délégataire. Bien que classique en termes de suivi de la qualité du service rendu, une telle stipulation n'était pas expressément mentionnée dans les contrats de DSP Sud et Nord ; elle n'a pas non plus été intégrée dans le contrat de concession Nord-Est en raison de la difficulté à mobiliser des personnes sollicitées.

⁹¹ Cette différenciation tarifaire entre abonnés d'un même service public doit toutefois demeurer conforme aux différences de situation objectivement appréciables entre les usagers telles qu'elles ont été dégagées par la jurisprudence, notamment du Conseil d'État (Denoyez et Chorques du 10 mai 1974, n° 88032).

⁹² Les seuils tarifaires envisagés étaient les suivants : abonnés présentant une consommation annuelle < 1 000 MWh ; puis entre 1 000 et 5 000 MWh ; enfin, une troisième classe tarifaire pour les abonnés consommant plus de 5 000 MWh par an.

De fait, Rennes Métropole estime qu'elle est davantage à même de juger de la satisfaction des usagers au travers de certains événements qu'elle organise et/ou co-organise avec ses délégataires et des associations comme l'ALEC (ex : participations à des forums professionnels, journées portes ouvertes, « *Journée insolite* » de visite de la chaufferie de Rennes Nord du 14 novembre 2018).

Enfin, un épisode télévisé d'environ trois minutes destiné à expliquer le fonctionnement d'un réseau de chauffage urbain a été diffusé sur TV Rennes. Plus largement, le site de la métropole consacre une page pédagogique sur ses réseaux de chaleur urbains.

7 LES PERSPECTIVES

7.1 Le futur contrat de concession Nord-Est portant interconnexion de ces deux réseaux

7.1.1 La prolongation de deux ans de la durée de la DSP Nord répondait à des motifs d'intérêt général

Pour faire coïncider la fin de la convention de DSP Nord et le terme du CREM relatif au marché Est, le terme de la DSP Nord a été repoussé de deux ans. Au regard des constats et préconisations dressés dans le schéma directeur, cette prolongation répondait bien à un motif d'intérêt général : l'interconnexion physique des réseaux Nord et Est, au service d'une plus grande efficacité du service public du chauffage urbain.

7.1.2 Les transformations à venir sur l'unité de valorisation énergétique des déchets ménagers (UVED) de Villejean

La modernisation de l'UVED de Villejean est programmée du 1^{er} avril 2022 au 30 juin 2023. Ces travaux, d'une durée de 15 mois consécutifs, vont entraîner l'arrêt total de l'exploitation de l'UVED comme l'indique l'annexe 3 à la DSP Nord-Est relative à l'interface RCU-UVED. Rennes Métropole justifie ces opérations par la volonté de pérenniser cet équipement, qui est parmi les plus anciens en service à l'échelle nationale, et donc d'assurer la capacité à traiter les déchets du territoire dans une logique d'autosuffisance. Ces travaux auront un impact majeur sur le concessionnaire du réseau Nord qui devra s'approvisionner en chaleur autre que celle issue de l'UVED pendant les quinze mois. Or, l'interconnexion avec le réseau Est devrait s'opérer de 2023 à 2025, de sorte que le concessionnaire ne pourra ni compter sur la chaleur de récupération UVED, ni sur la chaleur biomasse de Baud Chardonnet.

Toutefois, il bénéficiera d'un tarif décroissant par tranche à partir du 1^{er} janvier 2022 en fonction du nombre de MWh de chaleur enlevée (articles 2 et 13 de l'annexe 3 à la DSP Nord-Est). Si le délégataire parvient à raccorder un nombre élevé de bâtiments et donc à accroître les consommations, ce barème tarifaire lui sera très favorable : à l'heure actuelle, le prix de la chaleur enlevée est fixé à 30 € HT par MWh alors qu'il ne sera que de 22,26 € au-delà de 140 000 MWh et même de 14,16 € de 150 001 MWh à 160 000 MWh.

Depuis 2009⁹³, les incinérateurs de déchets ménagers sont assujettis à la TGAP incinération, la chaleur vendue par l'UVED de Villejean au réseau de Rennes Nord bénéficie toutefois d'une TGAP à taux réduit. En revanche, les centrales biomasse sont généralement exonérées de TGAP⁹⁴. La loi de finances initiale du 28 décembre 2018 pour 2019 prévoit une augmentation progressive de la TGAP incinération à compter de 2021 (article 24). S'agissant plus particulièrement d'une « *installation autorisée réalisant une valorisation énergétique élevée dont le rendement énergétique est supérieur ou égal à 0,65* » telle que l'UVED de Villejean, le taux sera porté de 9 € la tonne de déchet incinérée en 2020, à 15 € la tonne en 2025. Les répercussions pour le concessionnaire du réseau de chaleur seront, en l'état actuel du contrat qui ne peut être modifié que par avenant, néanmoins limitées car c'est uniquement en cas d'un déficit d'enlèvement de chaleur ayant pour effet de rendre l'UVED non éligible à la réduction de TGAP que le concessionnaire sera pénalisé financièrement (article 15.2 de l'annexe 3 à la convention DSP Nord-Est relative au cadre UVED-RCU).

7.1.3 Une concession Nord-Est assortie d'une option d'export de chaleur

La concession Nord-Est a pour objet « *l'établissement de nouveaux ouvrages et leur exploitation, ainsi que le renouvellement par le concessionnaire de l'ensemble des ouvrages nécessaires au service, destinés à la production et à la distribution de chaleur* » (article 3 du contrat). Le concessionnaire est également désigné comme maître d'ouvrage, à ses frais et risques, des travaux de modernisation, d'extension et de renouvellement. Le concessionnaire est la société Engie énergie services ; celle-ci s'est engagée à instituer une société dédiée ayant pour seul objet la gestion concédée du futur réseau Nord-Est (article 10).

La convention DSP Nord-Est entre en application le 1^{er} janvier 2020 pour une durée de 18 années (article 4) considérablement plus longue pour que pour les DSP Nord et Sud. Cette période étendue s'explique par les volumes d'investissement en jeu : les seuls travaux de premier établissement à la charge du délégataire devraient s'élever à 54 M€, concentrés sur la seule période 2020-2026. En effet, l'interconnexion entre les réseaux Nord et Est sera conduite de 2023 à 2025 pour atteindre une interconnexion complète sur cette dernière année, les travaux structurants devant s'achever fin 2023 (article 75.3). À titre de comparaison, les dépenses d'investissement (R23 et R24) réalisées par Engie dans le cadre de la délégation Nord se sont établies à 8 M€ sur la période 2012-2018.

⁹³ La TGAP incinération a été créée par la loi n° 2008-1425 du 27 décembre 2008 de finances pour 2009. Jusqu'alors, seul le stockage des déchets ménagers était assujetti à la TGAP.

⁹⁴ Que ce soit en raison de leur faible puissance thermique qui les situe en-deçà des seuils d'assujettissement à la TGAP sur les installations classées, ou en raison de l'exonération de droit accordée au titre du 1^{er} septies du II de l'article 266 sexies du code des douanes qui prévoit que les réceptions de déchets non dangereux préparés sous forme de combustibles solides de récupération (plaquettes forestières ou granulats) ne sont pas taxables à la TGAP lorsqu'ils sont destinés à la production de chaleur ou d'électricité.

Au regard des capitaux que le concessionnaire s'est engagé à investir sur les premières années sur contrat, la durée du contrat ne semble pas contrevenir aux dispositions de l'article R. 3114-2 du code de la commande publique⁹⁵. Il ressort du compte d'exploitation prévisionnel que le concessionnaire devra consentir à des sorties de trésorerie d'un montant total de près de 35 M€ sur les quatre premières années d'exécution de la concession de sorte que le taux de rendement interne (TRI) prévisionnel s'établit à 4,3 % sur la période totale d'exécution, ce qui apparaît comme un retour sur capitaux investis raisonnable.

Enfin, un article 15.1 du nouveau contrat Nord-Est prévoit que le délégataire puisse utiliser les ouvrages de la concession « *pour vendre de la chaleur à des consommateurs situés en dehors du périmètre de la Concession* », sous réserve toutefois d'un agrément préalable par Rennes Métropole et à la condition expresse que ces exports de chaleur « *ne portent aucune atteinte au bon fonctionnement du service concédé* ». La mise en œuvre de cette exportation est renvoyée à la conclusion d'un avenant. De même, le 4^{ème} paragraphe mentionne que cet export « *pourra donner lieu à une réduction du prix de la chaleur pour les abonnés du réseau* ». Rennes Métropole a précisé être à l'origine de cette possibilité d'export afin de faciliter, le cas échéant l'extension de l'actuel réseau Nord vers le sud. Compte tenu des possibilités ouvertes par cette clause, si Rennes Métropole devait l'activer, elle devra s'assurer que cette modification du contrat :

- N'aura pas un caractère substantiel de nature à bouleverser l'économie générale de la concession ;
- Ne conduira pas à l'établissement d'équipements ou des prestations annexes susceptibles d'avantager l'actuel concessionnaire lors du prochain renouvellement du contrat.

7.2 Le renouvellement à venir de la DSP Sud

Depuis 2014, le groupe Engie réseaux domine le marché des réseaux de chaleur urbains rennais dans la mesure où les délégataires des réseaux Sud et Nord, et désormais Nord-Est, appartiennent à ce groupe. Toutefois, le groupe Dalkia est titulaire du marché d'exploitation de Chartres-de-Bretagne (2017) et du contrat de vente de chaleur biomasse au réseau Sud. Lorsque la convention DSP Sud arrivera à son terme en 2023, le groupe Dalkia sera donc en mesure de se positionner comme candidat.

⁹⁵ Cet article, entré en vigueur le 1^{er} avril 2019, énonce : « *Pour les contrats de concession d'une durée supérieure à cinq ans, la durée du contrat ne doit pas excéder le temps raisonnablement escompté par le concessionnaire pour qu'il amortisse les investissements réalisés pour l'exploitation des ouvrages ou services avec un retour sur les capitaux investis, compte tenu des investissements nécessaires à l'exécution du contrat.* »

7.2.1 Le risque d'une hausse tarifaire en raison de deux facteurs

7.2.1.1 La fin de l'obligation de rachat d'électricité par EDF en 2026 risque de rehausser la part variable (R1)

Le *Schéma directeur sur les réseaux de chaleur de la Métropole Rennaise* pointe le risque d'une « *dérive tarifaire du réseau Sud* » à compter de 2023. Cette crainte est liée au terme du contrat d'obligation d'achat par EDF de l'électricité issue de la cogénération gaz à un tarif contractuel qui permet au délégataire d'accroître ses recettes de R1 (combustible) et aux abonnés, via un dispositif d'intéressement (voir partie 5.2.2 sur la tarification incitative), de voir leur facture diminuer. Ce contrat liant EDF arrive à son terme en 2026 mais ses conséquences tarifaires devront être intégrées dès le renouvellement de la DSP, soit mi-2023.

Il y a lieu de considérer que la fin de l'obligation faite à EDF d'acheter l'électricité issue de la cogénération gaz aura une incidence significative sur l'équilibre économique de la DSP. En effet, le contrat d'obligation d'achat par EDF de l'électricité issue de la cogénération gaz ne court pas sur chaque mois de l'année. Lorsque le délégataire décide de vendre l'électricité provenant de la cogénération gaz en dehors de la période couverte par le contrat, il procède à la vente sur le marché libre. De fait, les conditions financières y sont moins favorables que le tarif stipulé au contrat d'obligation d'achat avec EDF ce qui explique que le délégataire soit très peu actif sur le marché libre. Après avoir recouru une première fois au marché libre pendant une semaine en 2016, le délégataire a réitéré l'opération en 2018. Or, le résultat s'est révélé fortement déficitaire pour le délégataire en 2018 : 71 968 € de recettes pour près de deux fois plus de dépenses (135 224 €). Toutefois, le délégataire estime le gain du recours au marché libre à 55 936 € pour les abonnés.

Si le résultat du délégataire sur le terme R1 a été négatif sur chaque exercice sur la période 2015-2018, le déficit moyen a été inférieur à 2 % tandis qu'il a avoisiné 90 % sur la cogénération libre en 2018. Par conséquent, la fin de l'obligation d'achat par EDF laisse présager une augmentation substantielle des coûts de production de la chaleur pour équilibrer le R1 dans la future DSP.

7.2.1.2 Le programme de travaux pour assurer le passage en basse température risque d'accroître la part abonnement (R2)

Le schéma directeur évaluait les dépenses d'investissement sur le réseau Sud à 21 M€ sur la période 2025-2030. Ce montant est néanmoins largement tributaire des travaux de densification de ce réseau et donc de son attractivité.

Le passage progressif du réseau Sud et de sa chaufferie en basse pression devrait coûter environ 8 M€ sur la période 2025-2030. Or, ces sommes ne donneront pas lieu à des recettes d'investissement sous forme de versement de droits de raccordement supplémentaires. À titre de comparaison, le compte prévisionnel d'exploitation (CEP) de la DSP en cours prévoit 1,35 M€ d'investissement pour le passage en basse pression sur les trois dernières années pleines de la DSP (2020-2022).

7.2.2 Les pistes d'amélioration pour le renouvellement de la DSP en 2023

7.2.2.1 Le dispositif de rachat de la délégation

Le mécanisme de rachat de la délégation désigne les conditions dans lesquelles Rennes Métropole peut, pour motif d'intérêt général, résilier unilatéralement la convention DSP Sud. L'article 79 de la convention régissant le rachat de la délégation Sud prévoit, outre des indemnités correspondant à la valeur des biens de retour non amortis et des investissements nets sur les réseaux (solde R23, R24BT et R24M), une indemnité au titre des « *bénéfices prévisionnels qui seront établis sur la base du dernier compte prévisionnel d'exploitation annexé au contrat pour la durée résiduelle* ».

L'audit financier des réseaux Nord et Sud pointait le fait que cette indemnité égale aux bénéfices figurant dans le compte prévisionnel d'exploitation (CEP) est avantageuse pour le délégataire. Si la jurisprudence fait obstacle à une absence d'indemnisation au titre du manque à gagner, cette indemnisation n'a pas nécessairement à être intégrale comme c'est le cas dans le contrat actuellement en cours d'exécution.

Dans l'intérêt de la mutabilité du service public et des finances métropolitaines, Rennes Métropole pourrait, à l'instar ce qui est stipulé dans la convention DSP Nord-Est⁹⁶, prévoir une indemnisation ne couvrant pas entièrement les bénéfices attendus.

7.2.2.2 L'absence d'intéressement des délégataires aux raccordements

Comme détaillé dans le chapitre 5 consacré à la tarification, la DSP Sud comprend plusieurs formes d'intéressement sur le résultat d'exploitation et les sources d'approvisionnement en chaleur. En revanche, ce contrat ne comprend aucun mécanisme d'intéressement du délégataire au développement du réseau de chaleur en lui-même : concrètement, aucune rémunération supplémentaire du délégataire n'est prévue lorsqu'il procède à de nouveaux raccordements.

Un tel mécanisme d'intéressement qui peut prendre la forme d'une prime forfaitaire par raccordement supplémentaire obtenu au cours de l'année civile par le délégataire ou un intéressement proportionnel aux puissances souscrites supplémentaires constitue pourtant, pour le délégataire, une incitation à renforcer sa politique commerciale et ainsi contribuer au développement du réseau.

Aucune stipulation ne mentionne un tel dispositif dans le contrat de concession Nord-Est.

⁹⁶ L'article 82 de la convention DSP Nord-Est limite l'indemnisation du concessionnaire au titre du manque à gagner au bénéfice prévisionnel sur les trois années restantes à courir.

ANNEXES

Annexe n° 1.	Marché de permis d'émission et taxe environnementale	85
Annexe n° 2.	Synthèse de la tarification d'un RCU.....	88
Annexe n° 3.	Évolution nationale de la densité énergétique des bâtiments raccordés à des RCU	89
Annexe n° 4.	Interruptions de service du RCU de Rennes Sud	90
Annexe n° 5.	La réforme de TGAP incinération portée par la loi de finances pour 2019	91
Annexe n° 6.	Réseau Sud	96
Annexe n° 7.	Réseau Nord	98
Annexe n° 8.	Réseau Est	100
Annexe n° 9.	Réseau Vezin-le-Coquet.....	102
Annexe n° 10.	Réseau Chartres-de-Bretagne	104

Annexe n° 1. Marché de permis d'émission et taxe environnementale

Pour limiter et/ou réduire la pollution – qui constitue l'exemple par excellence de l'externalité négative⁹⁷ -, la puissance publique dispose de deux grands types de leviers économiques : la taxe ou le marché d'allocation des quotas d'émission⁹⁸.

Au premier mai 2019, 25 taxes carbone et 26 marchés de quotas échangeables étaient en fonctionnement à travers le monde. En 2018, au niveau mondial, 52 % des revenus tirés du carbone provenaient des taxes, contre 48 % des marchés de quotas.

Dans les deux cas, l'objectif est le même, à savoir internaliser, dans la structure de marché, l'externalité négative que constitue la pollution⁹⁹. Mais les critères de mise en œuvre de ces deux leviers diffèrent selon la théorie économique :

- Une **taxe environnementale** constitue un instrument de « prix » : elle consiste à donner un prix à la pollution qui détermine en retour le niveau de la taxe à fixer.

En dehors de son strict intérêt en termes de recettes fiscales pour un État ou un groupe de pays, la taxe constitue un signal-prix clair et stable qui s'impose à tous les acteurs (définition légale). De plus, il permet un certain ciblage dans la mesure où les secteurs peuvent faire l'objet de taux et /ou des exonérations spécifique. Toutefois, une écotaxe peut avoir un effet très réduit en présence d'une croissance économique soutenue ou de reprise car une entreprise peut alors rationnellement choisir de polluer davantage pour produire plus et accepter d'être taxée davantage dès lors que son bénéfice continue à augmenter.

Si au sein d'un État donné, la mise en œuvre d'une taxe est relativement aisée, en revanche, à un niveau interétatique ou international, ses modalités de mise en œuvre et d'harmonisation sont extrêmement complexes (coûts de transaction, concurrence et dumping fiscal).

Surtout, la taxe ne permet de fixer le niveau plafond de la pollution. En outre, toute taxation est réputée entraîner une perte sèche (*deadweight loss*) en termes de création de richesse en décourageant l'activité économique.

⁹⁷ Constitue une externalité le fait pour un agent économique de créer, par son activité, un effet externe qui influence le bien-être d'un autre acteur sans que cette interaction ne fasse l'objet d'une transaction. L'externalité peut être : - soit positive : cas d'une utilité ou d'un avantage procuré de façon gratuite, sans contrepartie monétaire ; - soit au contraire négative : cas d'une désutilité, d'un dommage sans compensation. La régulation - par l'intermédiaire d'une taxe ou d'un marché de permis d'émission négociables - permet d'internaliser les externalités, c'est-à-dire de les intégrer par un coût ou par une rétribution dans le processus de production. Internaliser les externalités négatives est particulièrement nécessaire lorsque le coût de l'externalité négative est totalement absent du processus de formation du coût privé alors qu'il se reporte intégralement sur les coûts sociaux.

⁹⁸ Dans la mesure où un tel système vise à limiter ou réduire la pollution, le terme de marché de permis d'émission négociables (PEN) est généralement préféré à celui de marché de droits à polluer, qui peut laisser penser, à tort, qu'un tel marché encouragerait les comportements non vertueux d'entreprises polluantes.

⁹⁹ Il s'agit donc de réintroduire dans l'arbitrage privé des firmes qui génèrent une pollution, tout ou partie du coût de cette pollution qui n'est pas prise en compte dans leurs coûts de production mais qui affecte au final l'ensemble de la société.

- *Un marché de permis d'émission négociables (PEN) est un instrument de « quantité » : il vise avant tout à fixer le maximum de pollution qui ne doit pas être dépassé.*

Un tel système¹⁰⁰ correspond à des politiques environnementales qui fixent directement des objectifs quantitatifs pour limiter la pollution (plafonnement des émissions de GES, limitation du réchauffement climatique à 2°C à Copenhague). Le plafond de pollution à ne pas dépasser est défini et affiché ; il n'est plus la résultante aléatoire d'une taxe dont l'action sur le facteur prix est censée orienter indirectement les comportements économiques en renchérissant les coûts de production les plus polluants.



Source : *Le prix du carbone - Note du ministère de l'environnement (août 2016).*

Ainsi, le prix de la pollution n'est plus fixé par les pouvoirs publics : il est au contraire la résultante du jeu du marché qui permet aux différents acteurs d'arbitrer entre investir dans la dépollution et revendre leurs quotas d'émission surnuméraires ou, au contraire, acheter des quotas supplémentaires s'ils considèrent le coût de la dépollution trop élevé.

Au final, l'objectif global est bien atteint mais avec une plus grande efficacité économique puisque les émissions baissent d'abord là où les coûts de la dépollution sont les plus faibles.

Toutefois, en termes de structures à mettre en place pour les pouvoirs publics, un tel système est plus contraignant qu'une taxe: il nécessite en effet la création d'un marché et l'attribution des quotas – avec, le cas échéant, la détermination d'un prix de ces quotas -, et il implique des coûts de supervision et de contrôle avec une autorité de régulation efficace. À défaut, un marché de PEN peut pâtir d'une volatilité excessive liée à des prises de position spéculative.

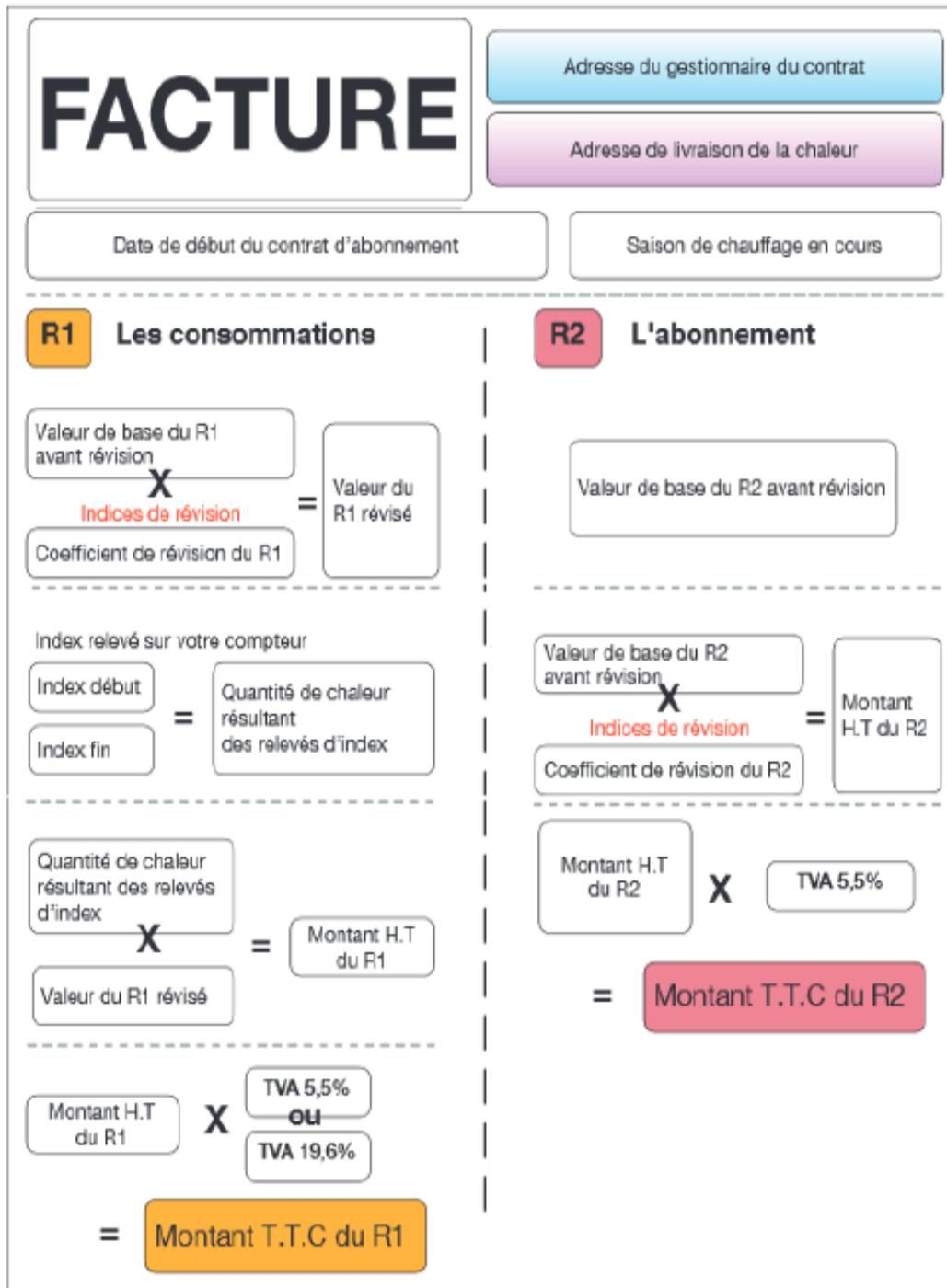
¹⁰⁰ La théorie de l'internalisation des coûts environnementaux par le biais de taxe pigouvienne (du nom de l'économiste Pigou qui les a formalisées le premier) existe depuis 1920. Toutefois, ce sont les contributions de Coase (1960) et surtout Dales (1968) qui ont permis de concevoir ces systèmes de droits d'émission négociables sur un marché.

Surtout, l'allocation initiale des permis est essentielle pour rendre efficace cet instrument : la mauvaise fixation des quotas ou de leur prix peut annuler tout effet incitatif attendu d'un tel système d'échange de quotas. Là encore, le cas du SEQE-UE constitue le contre-exemple emblématique, avec une allocation initiale de quotas gratuits trop importante (2005-2007) qui a entraîné un effondrement durable du prix de la tonne de CO₂¹⁰¹.

Enfin, une crise ou un ralentissement de l'activité économique, comme en 2008 et 2011, entraîne mécaniquement une baisse de la production et donc de la pollution induite, avec pour conséquence un excès de quotas d'émissions par rapport aux besoins des entreprises et une chute de leur prix.

¹⁰¹ Après avoir atteint son plus bas à la fin du 1^{er} PNAQ (2005-2007) à 0,04 € la tonne de la CO₂, le prix n'était remonté qu'à 7,5 € fin 2012 et à nouveau redescendu à 5 € en 2014. En août 2018, ce prix du CO₂ était remonté à 18 € la tonne ; il atteignait 25,5 €/ tonne en décembre 2018.

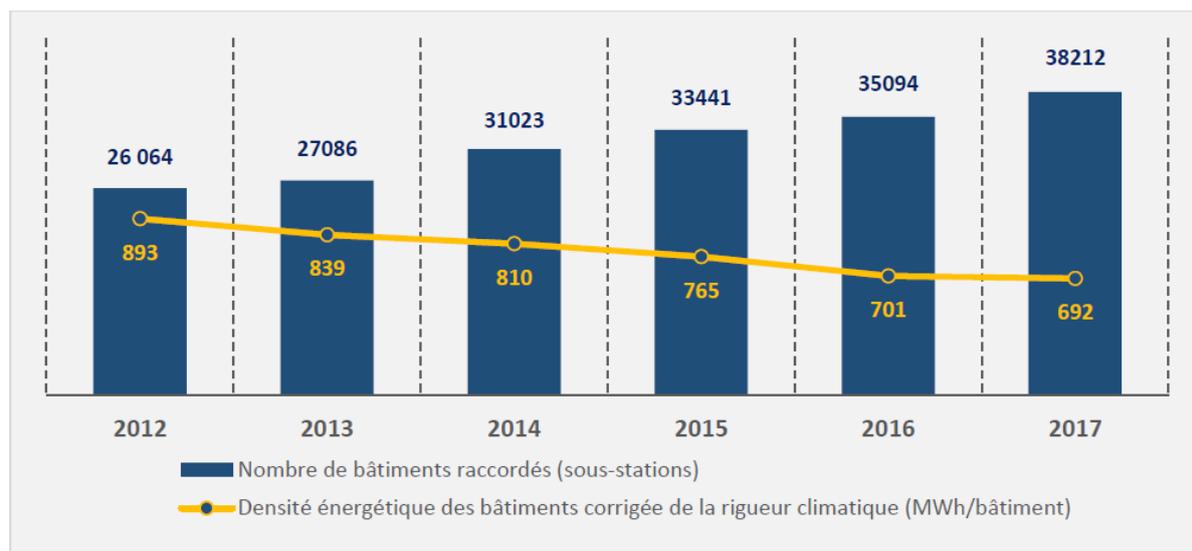
Annexe n° 2. Synthèse de la tarification d'un RCU



Source : CEREMA.

Annexe n° 3. Évolution nationale de la densité énergétique des bâtiments raccordés à des RCU

Entre 2012 et 2017, l'enquête annuelle 2018 menée conjointement par le SNCU et la Fedene a mis en lumière une baisse notable de -22,5 % de la densité énergétique moyenne des bâtiments raccordés à un RCU, comme indiqué dans le graphique ci-dessous :



Source : Enquête annuelle 2018 SNCU + Fedene.

Ce document illustre une évolution majeure : le parc immobilier raccordé aux RCU consomme en moyenne de moins en moins d'énergie pour répondre aux besoins de chauffage et d'eau chaude sanitaire. Cette tendance résulte, pour une part, des travaux de rénovation énergétique appliqués aux bâtiments anciens ; et pour une autre part, des raccordements de bâtiments récents construits selon des normes de performance énergétique beaucoup plus exigeantes.

Les RCU alimentent - et continueront d'alimenter à court et moyen terme - des bâtiments qui présentent des améliorations significatives en termes de performance énergétique et qui sont en ligne avec les objectifs nationaux de sobriété et d'efficacité énergétiques.

Cet effet est particulièrement notable pour des RCU construits dans les années récentes qui peuvent n'être composés que de bâtiments très performants au plan énergétique et donc avec au final une densité énergétique modérée, voire faible (cas du RCU de Chartres-de-Bretagne ou, dans une moindre mesure, du RCU de Plougastel-Daoulas).

Annexe n° 4. Interruptions de service du RCU de Rennes Sud

Analyse de la continuité de service

RAPPORT ANNUEL ENERSUD

ANNEE 2018

	CRE3	G1	G2	G3	G4	COGE	
Puissance nominale (MW)	24	30,8	30,8	30,8	15,1	20	151,6
Puissance sortie chaufferie (MW)	22,0	27,7	27,7	27,7	13,6	22,0	140,8

	Ech 1	Ech 2
Détails puissance CRE3 (MW)	11	11

Besoins réseaux HP (MW) / -5°C ext	58,4
Besoins réseaux BP (MW) / -5°C ext	29,1

Scénarios	Puissance HP/BP à couvrir	Capacité	Equipements en fonctionnement						Couverture HP/BP
			CRE3	G1	G2	G3	G4	COGE	
G1+G2+G3+G4 + CRE3 + COGE	87,5	140,8	✓	✓	✓	✓	✓	✓	161%
AVARIE CRE3	87,5	118,8	✓	✓	✓	✓	✓	✓	136%
AVARIE COGE	87,5	118,8	✓	✓	✓	✓	✓	✓	136%
AVARIE CRE 3 + COGE	87,5	96,8		✓	✓	✓	✓	✓	111%
AVARIE G 30MW + CRE3	87,5	91,1		✓	✓		✓	✓	104%
AVARIE 1 GENERATEUR 30 MW	87,5	113,1	✓	✓	✓		✓	✓	129%
AVARIE 2 GENERATEURS x 30 MW	87,5	85,3	✓	✓			✓	✓	98%
AVARIE 3 GENERATEURS x 30 MW	87,5	57,6	✓				✓	✓	66%
AVARIE GENERATEURS 15+30 MW	87,5	99,5	✓		✓	✓		✓	114%
AVARIE GAZ	87,5	91,1	✓	✓	✓		✓	✓	104%
AVARIE FOL	87,5	140,8	✓	✓	✓	✓	✓	✓	161%

Projections avec évolutions futures du réseau

	Situation actuelle	Situation en 2019	Situation en 2023
Besoins réseaux (MW)	87,5	92	105

	Situation actuelle	Situation en 2019	Situation en 2023
G1+G2+G3+G4 + CRE3 + COGE	161%	153%	134%
AVARIE CRE3	136%	129%	113%
AVARIE COGE	136%	129%	113%
AVARIE CRE 3 + COGE	111%	105%	92%
AVARIE G 30MW + CRE3	104%	99%	87%
AVARIE 1 GENERATEUR 30 MW	129%	123%	108%
AVARIE 2 GENERATEURS x 30 MW	98%	93%	81%
AVARIE 3 GENERATEURS x 30 MW	66%	63%	55%
AVARIE GENERATEURS 15+30 MW	114%	108%	95%
AVARIE GAZ	104%	99%	87%
AVARIE FOL	161%	153%	134%

Annexe n° 5. La réforme de TGAP incinération portée par la loi de finances pour 2019

Fondée sur le principe du pollueur-payeur, la TGAP a été instituée par l'article 45 de la loi de finances pour 1999. Elle comporte diverses composantes qui sont fonction de la nature et du degré de pollution engendré, notamment : la production et le stockage de déchets industriels et ménagers ; les pollutions atmosphériques (dioxyde de carbone CO₂, oxyde d'azote Nox, dioxyde de soufre SO₂) ; les nuisances sonores ; les préparations pour lessive.

Les redevables, l'assiette et le taux de la TGAP sont définis aux articles 266 *sexies* à 266 *duodecies* du code des douanes.

S'agissant plus spécifiquement de la composante applicable aux déchets, la TGAP dite déchets est une taxe comportementale destinée à inciter au recyclage en augmentant le coût du traitement de ces déchets.

Toutefois, en France jusqu'en 2009, cette TGAP déchets ne concernait que la partie la mise en décharge, l'incinération n'étant pas assujettie à la TGAP.

Or, comme le rappelle le Conseil des prélèvements obligatoires (CPO) dans son Rapport particulier n° 3 sur La fiscalité environnementale au défi de l'urgence climatique (18 septembre 2019), le fait de taxer le stockage et l'enfouissement des déchets tout en exonérant parallèlement l'autre mode de traitement des DMA, à savoir l'incinération, était sans doute sous-optimal : certaines études soulignent en effet que le fait de taxer une seule voie d'élimination des déchets (par exemple, la mise en décharge) encourage le recours excessif à l'autre voie (l'incinération)¹⁰².

En 2009, la France a donc complété le système fiscal de la TGAP en créant la composante TGAP incinération sur le modèle de ce qui avait pu être mis en place en Suède : son architecture axée sur un taux plein possiblement diminué par des critères ouvrant droit à des réfections, n'est pas sans rappeler la taxe scandinave sur l'incinération des déchets adoptée en 2006 (et supprimée en 2010) dont le niveau le plus élevé s'appliquait à l'incinération sans récupération d'énergie, et qui diminuait ensuite proportionnellement à la quantité d'énergie récupérée.

Si les taxes sur l'enfouissement des déchets sont relativement courantes parmi les États-membres de l'UE, à l'inverse seuls six pays recouraient à une taxe sur l'incinération en 2015¹⁰³.

La loi n° 2018-1317 du 28 décembre 2018 de finances pour 2019 (article 24) prévoit une augmentation progressive de la TGAP incinération à compter de 2021, comme indiqué dans les tableaux ci-dessous.

¹⁰² Fullerton, Don, Andrew Leicester, and Stephen Smith. Environmental taxes. No. w14197. National bureau of economic research, 2008. Étude cité en note n° 34 du Rapport particulier n° 3 du CPO sur La fiscalité environnementale au défi de l'urgence climatique (18 septembre 2019).

¹⁰³ Rapport particulier n° 3 du CPO sur La fiscalité environnementale au défi de l'urgence climatique (18 septembre 2019).

S'agissant plus particulièrement d'un incinérateur doté d'une UVED comme Villejean, le taux sera porté de 9 € la tonne de déchet incinérée en 2020, à 15 € la tonne en 2025. Surtout, l'examen chronologique des critères ouvrant droit à des taux réduits par rapport au taux plein, montre un durcissement : là où une performance énergétique « élevée » de l'incinérateur suffisait encore en 2016 pour diviser par deux le taux plein de la TGAP (de 14 à 7), cette installation doit désormais être dotée d'une unité de valorisation énergétique « dont le rendement énergétique est désormais supérieur égal ou supérieur à 0,65 » pour bénéficier d'un taux réduit de TGAP de 9 € la tonne contre 15 € à taux plein. Et en 2025, ce taux réduit pour cette même installation dotée d'une UVED sera porté à 15 € la tonne, soit le taux plein encore appliqué seulement 4 ans auparavant, en 2020.

En 2025, seul un incinérateur doté d'une unité de valorisation énergétique « dont le rendement énergétique est désormais supérieur égal ou supérieur à 0,70 » pourra continuer à bénéficier d'un taux réduit de TGAP.

Article 266 nonies code des douanes en vigueur du 1^{er} janvier 2009 au 1^{er} janvier 2013 (et non modifié jusqu'au 1^{er} janvier 2017)

b) Déchets réceptionnés dans une installation de traitement thermique de déchets non dangereux ou transférés vers une telle installation située dans un autre Etat :

DÉSIGNATION DES MATIÈRES ou opérations imposables	UNITÉ de perception	QUOTITÉ EN EUROS				
		2009	2010	2011	2012	à compter de 2013
Déchets réceptionnés dans une installation de traitement thermique de déchets non dangereux ou transférés vers une telle installation située dans un autre Etat :						
A. — Ayant fait l'objet d'un enregistrement dans le cadre du système communautaire de management environnemental et d'audit (EMAS) défini par le règlement (CE) n° 761/2001 du Parlement européen et du Conseil du 19 mars 2001 ou dont le système de management environnemental a été certifié conforme à la norme internationale ISO 14001 par un organisme accrédité.	Tonne	4	4	5,20	6,40	8
B. — Présentant une performance énergétique dont le niveau, apprécié dans des conditions fixées par un arrêté conjoint des ministres chargés du budget et de l'environnement, est élevé.	Tonne	3,50	3,50	4,55	5,60	7
C. — Dont les valeurs d'émission de NOx sont inférieures à 80 mg/Nm³.	Tonne	3,50	3,50	4,55	5,60	7
D. — Relevant à la fois des A et B, des A et C, des B et C ou des A, B et C qui précèdent.	Tonne	2	2	2,60	3,20	4
E. — Autre.	Tonne	7	7	11,20	11,20	14

Article 266 nonies code des douanes en vigueur du 1^{er} janvier 2017 au 1^{er} janvier 2018

b) Déchets réceptionnés dans une installation de traitement thermique de déchets non dangereux ou transférés vers une telle installation située dans un autre Etat :

Désignation des opérations imposables	Unité de perception	Quotité en euros
		À compter de 2017
Réception de déchets dans une installation de traitement thermique de déchets non dangereux ou transfert vers une installation située dans un autre Etat et autorisée en vertu d'une réglementation d'effet équivalent :		
A.-Dont le système de management environnemental a été certifié conforme à la norme internationale ISO 14001 par un organisme accrédité, pour des déchets réceptionnés au plus tard le 31 décembre 2018 ; -Dont le système de management de l'énergie a été certifié conforme à la norme internationale ISO 50001 par un organisme accrédité ;	tonne	12
B.-Dont les valeurs d'émission de NOx sont inférieures à 80 mg/ Nm3 ;	tonne	12
C. Réalisant une valorisation énergétique élevée dont le rendement énergétique est supérieur ou égal à 0,65 ;	tonne	9
D.-Relevant à la fois des A et B ;	tonne	9
E.-Relevant à la fois des A et C ;	tonne	6
F.-Relevant à la fois des B et C ;	tonne	5
G.-Relevant à la fois des A, B et C ;	tonne	3
H.-Autre.	tonne	15

Article 266 nonies code des douanes en vigueur du 1^{er} janvier 2018 au 1^{er} janvier 2019

b) Déchets réceptionnés dans une installation de traitement thermique de déchets non dangereux ou transférés vers une telle installation située dans un autre Etat :

Désignation des opérations imposables	Unité de perception	Quotité en euros
		À compter de 2017
Réception de déchets dans une installation de traitement thermique de déchets non dangereux ou transfert vers une installation située dans un autre Etat et autorisée en vertu d'une réglementation d'effet équivalent :		
A.-Dont le système de management environnemental a été certifié conforme à la norme internationale ISO 14001 par un organisme accrédité, pour des déchets réceptionnés au plus tard le 31 décembre 2018 ; -Dont le système de management de l'énergie a été certifié conforme à la norme internationale ISO 50001 par un organisme accrédité ;	tonne	12
B.-Dont les valeurs d'émission de NOx sont inférieures à 80 mg/ Nm3 ;	tonne	12
C. Réalisant une valorisation énergétique élevée dont le rendement énergétique est supérieur ou égal à 0,65 ;	tonne	9
D.-Relevant à la fois des A et B ;	tonne	9
E.-Relevant à la fois des A et C ;	tonne	6
F.-Relevant à la fois des B et C ;	tonne	5
G.-Relevant à la fois des A, B et C ;	tonne	3
H.-Autre.	tonne	15

Article 266 nonies code des douanes en vigueur depuis le 1^{er} janvier 2019 : augmentation « crantée » pluriannuelle de la TGAP incinération

b) Déchets réceptionnés dans une installation de traitement thermique de déchets non dangereux ou transférés vers une telle installation située dans un autre Etat :

Désignation des installations de traitement thermique de déchets non dangereux concernées	Unité de perception	Quotité (en euros)						
		2019	2020	2021	2022	2023	2024	A partir de 2025
Installations non autorisées	tonne	125	125	130	132	133	134	135
A.-Installations autorisées dont le système de management de l'énergie a été certifié conforme à la norme internationale ISO 50001 par un organisme accrédité	tonne	12	12	17	18	20	22	25
B.-Installations autorisées dont les valeurs d'émission de NOx sont inférieures à 80 mg/ Nm3	tonne	12	12	17	18	20	22	25
C.-Installations autorisées réalisant une valorisation énergétique élevée dont le rendement énergétique est supérieur ou égal à 0,65	tonne	9	9	14	14	14	14	15
D.-Installations relevant à la fois des A et B	tonne	9	9	14	14	17	20	25
E.-Installations relevant à la fois des A et C	tonne	6	6	11	12	13	14	15
F.-Installations relevant à la fois des B et C	tonne	5	5	10	11	12	14	15
G.-Installations relevant à la fois des A, B et C	tonne	3	3	8	11	12	14	15
H.-Installations autorisées dont le rendement énergétique est supérieur ou égal à 0,70 et réalisant une valorisation énergétique des résidus à haut pouvoir calorifique qui sont issus des opérations de tri performantes	tonne	-	-	4	5,5	6	7	7,5
I.-Autres installations autorisées	tonne	15	15	20	22	23	24	25

Annexe n° 6. Réseau Sud

	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	2	2	2	2	2	2
Puissance totale installée (en MW)	127,5	151,5	151,5	151,5	151,5	151,5
Quantité d'énergie consommée (en MWh)	ND	ND	202 289	224 246	216 510	215 226
Total énergie thermique livrée (en MWh)	222 887	173 304	177 205	196 888	192 369	190 475
Rendement réseaux (en %)	ND	ND	87,60%	87,80%	88,85%	88,50%
Longueur totale des réseaux (en km)	ND	36,31	36,93	38,33	40,04	41,73
Nombre de points de livraison	205	206	211	218	219	222
Abonnements souscrits URF	115 839	116 003	119 925	120 766	122 850	124 832
Puissance totale souscrite MW	248	248	253	256	258	/
Équivalents logements livrés	21 900	21 900	22 900	23 300	23 400	24 092
Chiffre d'affaires global en € HT	ND	4 823 401	11 522 887	11 541 395	11 787 871	12 856 624
Part fixe moyenne dans la facturation R2 en € HT	ND	2 232 152	4 494 848	4 732 509	4 951 670	5 255 373
Part proportionnelle R1 en € HT	ND	2 591 249	7 028 040	6 808 886	6 836 201	7 601 251
Taux réduit de TVA	non	oui	oui	oui	oui	oui
Prix moyen global du MWh (R1 + R2) en € HT	ND	72,72	65,03	58,62	61,28	67,50
Tarif moyen global du MWh (R1 + R2) en € HT facturé aux abonnés	ND	75,37	64,52	57,42	59,88	65,83
Nombre d'abonnés	276	277	282	289	290	293

Source : Chambre régionale des comptes à partir des données de Rennes Métropole.

	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Gaz chaudières (en %)	97,4	41,4	13,22	14,4	18,1	15,1
Gaz cogénération (en %)	0	20,2	28,15	28,5	27,7	29,2
Biomasse (en %)	0	38,4	58,48	57,1	54,2	55,7
Émissions de GES en tonnes	42 297	21 997	29 714	32 523	32 195	32 235
Quotas de GES alloués en tonnes	45 067	40 331	17 865	15 637	13 478	11 390
Quotas de GES achetés en tonnes	0	10 478	11 540	11 540	11 540	11 540
SOLDE annuel	2 770	28 812	-309	-5 347	-7 177	-9 306
SOLDE total	2 770	31 582	31 273	25 926	18 749	9 444

Source : Chambre régionale des comptes à partir des données de Rennes Métropole.

Annexe n° 7. Réseau Nord

	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	5	5	5	5	5	5
Densité énergétique des réseaux (en MWh /ml)	7,0	5,6	5,6	6,0	5,7	5,8
Puissance totale installée (en MW)	52,5	51	46,8	48,2	48,3	49,1
Quantité d'énergie consommée MWh	159 699	131 895	135 385	150 645	141 689	142 223
Total énergie thermique vendue MWh	141 461	114 342	117 774	129 471	125 085	124 696
Longueur totale des réseaux km	20,2	20,3	20,9	21,73	21,81	21,36
Rendement du réseau	88,6%	86,7%	87,0%	85,9%	88,3%	87,7%
Nombre de points de livraison	169	170	174	179	185	188
Équivalents logements livrés	18 000	18 000	18 500	19 000	19 500	20 000
Chiffre d'affaires global en € HT	7 789 448	6 691 350	6 642 889	6 998 621	7 081 160	7 307 215
Part fixe moyenne dans la facturation R2 en € HT	2 049 900	2 252 682	2 267 348	2 335 567	2 466 470	2 492 089
Part proportionnelle R1 en € HT	5 739 548	4 439 668	4 375 541	4 663 054	4 614 690	4 815 126
Taux réduit de TVA	oui	oui	oui	oui	oui	oui
Prix moyen global du MWh (R1 + R2+surtaxe) en € HT	60,3	64,8	63,6	59,81	62,63	64,7
Nombre d'abonnés	158	159	163	165	165	167

Source : Chambre régionale des comptes à partir des données de Rennes Métropole.

	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Gaz fossile (en %)	17,8	5,6	6,7	10,8	10,7	16,1
Biomasse (en %)	0	0	0	0	0	0
UVED (en %)	82,2	94,4	93,3	89,2	89,3	83,9
Émissions de GES en tonnes (tCO ₂)	6 298	1 981	2 017	3 353	3 394	5 118
Quotas de GES alloués en tonnes	10383	9292	2058	1800	1551	1310
Quotas de GES achetés en tonnes	0	0	0	0	0	0
Quotas de GES vendus en tonnes	0	0	0	0	0	0
Quotas de GES économisés en tonnes	4085	7311	41	-1553	-1843	-3808
Montant de l'amende acquittée en €	0	0	0	0	0	0

Source : Chambre régionale des comptes à partir des données de Rennes Métropole.

Annexe n° 8. Réseau Est

	2015	2016	2017	2018
Production de chaleur	oui	oui	oui	oui
Distribution de chaleur	oui	oui	oui	oui
Nombre d'installations de production	Essai	1	1	1
Densité énergétique des réseaux (en MWh / ml)	12,7	10,1	8,0	5,2
Puissance totale installée (en production) MW	17,2	17,2	17,2	17,2
Quantité d'énergie consommée MWh (PCI)	2 274	16 392	15 428	18 167
Chaleur produite par chaudières	1 982	14 243	13 492	15 537
Total énergie thermique livrée MWh	1 374	13 129	12 239	14 060
Longueur totale des réseaux km	0,1	1,3	1,5	2,7
Nombre de points de livraison	1	1	4	5
Puissance totale souscrite MW (moyenne annuelle)	0,375	4,500	4,740	6,335
Équivalents logements livrés	90	1076	1114	1377
Chiffre d'affaires global en € HT	78 627	717 257	677 977	792 952
Part fixe moyenne dans la facturation R2 en € HT (hors R2.4 CHGR ¹⁰⁴)	20 035	196 275	182 302	196 093
Part proportionnelle R1 en € HT	40 321	387 128	358 341	454 301
Taux réduit de TVA (oui/non)	oui	oui	oui	oui
Prix moyen global du MWh (R1 + R2) en € HT	43,94	44,44	44,17	46,26
Part fixe moyenne dans la facturation (R2.4 CHGR) en € HT	18 271	133 854	137 334	142 558
Prix moyen global du MWh (R2.4 spécifique CHGR) en € HT	13,30	10,20	11,53	11,35
Nombre d'abonnés	1	1	4	5

Source : Chambre régionale des comptes à partir des données de Rennes Métropole.

¹⁰⁴ Redevance due par le centre hospitalier Guillaume Régnier (CHGR).

	2015	2016	2017	2018
Gaz fossile (en %)		0,50	0,84	6,45
Biomasse (en %)		99,5	99,16	93,55
Émissions de GES (en tonnes)	13,2	14,1	21,9	177,2

Source : Chambre régionale des comptes à partir des données de Rennes Métropole.

Annexe n° 9. Réseau Vezin-le-Coquet

	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	1	1	1	1	1	1
Densité énergétique des réseaux (en MWh / ml)						2,1
Puissance totale installée (en MW)	3	3	3	3	3	3
Quantité d'énergie consommée MWh		4 538	4 933	4 663	4 891	5 721
Quantité d'énergie produite MWh	2 368	3 362	3 577	3 849	3 786	4 036
Total énergie thermique livrée MWh	1 958	2 730	2 899	3 290	3 180	3 372
Longueur totale des réseaux km						1,6
Taux de déperdition d'énergie dans le réseau (en %)	17,3%	18,8%	19,0%	14,5%	16,0%	16,5%
Nombre de points de livraison	10	15	15	18	18	19
Puissance totale souscrite MW	1	1	1	1	1	1
Équivalents logements livrés	630	630	640	670	670	700
Chiffre d'affaires global en € HT	161 266	277 390	271 267	289 713	280 408	295 012
Part fixe moyenne dans la facturation R2+R3+R4 en € HT	105 889	182 528	181 336	192 694	180 983	183 656
Part proportionnelle R1+R'1 en € HT	55 377	94 862	89 931	97 019	99 426	111 356
Taux réduit de TVA	oui	oui	oui	oui	oui	oui
Tarif moyen global du MWh (R1 + R'1 + R2 + R3 + R4) par saison de chauffe en € HT	82,4	101,6	93,6	88,1	88,2	87,5
Nombre d'abonnés	10	15	15	18	18	19

Source : Chambre régionale des comptes à partir des données de Rennes Métropole.

	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Gaz fossile (en %)	5,7	17,8	11,0	14,6	14,6	15,0
Biomasse (en %)	94,3	82,2	89,0	85,4	85,4	85,0
Émissions de GES en tonnes		160	118	156	158	165

Source : Chambre régionale des comptes à partir des données de Rennes Métropole.

Annexe n° 10. Réseau Chartres-de-Bretagne

	2017	2018
Production de chaleur	oui	oui
Distribution de chaleur	oui	oui
Nombre d'installations de production	1	1
Densité énergétique des réseaux (en MWh / ml)	0,46	1,09
Puissance totale installée (en production) MW	1,8	1,8
Quantité d'énergie produite MWh PCI	317	809
Total énergie thermique vendue MWh	270	643
Longueur totale des réseaux km	0,591	0,591
Rendement du réseau	85%	79%
Nombre de points de livraison	6	7
Puissance totale souscrite MW	474	571
Équivalents logements livrés	130	160
Chiffre d'affaires global en € HT	37 180	71 628
Part fixe moyenne dans la facturation R2 en € HT	23 383	29 507
Part proportionnelle R1 en € HT	13 797	42 121
Taux réduit de TVA	non	non
Prix moyen global du MWh (R1 + R2) en € HT	137,86	111,43
Nombre d'abonnés	6	7

Source : Chambre régionale des comptes à partir des données de Rennes Métropole.

	2017	2018
Gaz fossile (en %)	100	89,9
Biomasse (en %)	0	10,1
Émissions de GES en tonnes	72	184

Source : Chambre régionale des comptes à partir des données de Rennes Métropole.



Les publications de la chambre régionale des comptes Bretagne
sont disponibles sur le site :

<https://www.ccomptes.fr/fr/crc-bretagne>