



Schéma directeur du réseau de chaleur du SITRU
Diagnostic du réseau et du territoire

**BEZONS – CARRIERES-SUR-SEINE – CHATOU – HOUILLES –
MONTESSON – SARTROUVILLE**

Rapport du 11 Août 2017

Table des matières

TABLE DES MATIERES	2
1. PREAMBULE	5
1.1. Contexte de la mission	5
1.2. Objectif de l'étude	5
1.3. Synthèse du diagnostic du réseau et du territoire	6
1.4. Synthèse de l'analyse technico-économique des scénarios	7
2. RENSEIGNEMENTS GENERAUX RELATIFS A L'ETUDE	11
2.1. Présentation du comité de pilotage du schéma directeur	11
2.2. Intervenants	12
3. CONTEXTE ET HISTORIQUE DU RESEAU	14
3.1. Historique	14
3.2. Production de chaleur	16
3.3. Périmètre du réseau.....	16
3.4. Présentation des usagers du réseau	18
3.5. Structure tarifaire	19
4. GRILLE D'INDICATEURS DE PERFORMANCE DU RESEAU	21
4.1. Assurer les besoins des abonnés en chaleur et en eau chaude sanitaire	21
4.2. Préserver durablement le cadre de vie et le milieu naturel et assurer la sécurité	22
4.3. Assurer la pérennité de la fourniture de chaleur et d'eau chaude sanitaire	22
4.4. Satisfaire les attentes de service des abonnés et usagers	23
5. CONTEXTE CONTRACTUEL	24
5.1. Syndicats et compétence réseaux de chaleur	24
5.2. Acteurs et liens	24
5.2.1. <i>Autorité délégante : le SITRU</i>	24
5.2.2. <i>Délégataire usine CRISTAL : SUEZ RV ENERGIE</i>	25
5.2.3. <i>Abonnés</i>	26
5.2.4. <i>Interactions</i>	26
5.3. Délégation de Service Public du réseau de chaleur	27
5.3.1. <i>Evolutions contractuelles</i>	27
5.3.2. <i>Echéance</i>	29
6. AUDIT TECHNIQUE	30
6.1. Production	30
6.1.1. <i>Usine d'incinération</i>	31
6.1.2. <i>Chaufferie réseau de chaleur</i>	35
6.2. Distribution.....	39
6.3. Sous-stations	41
6.3.1. <i>Liste des abonnés</i>	41
6.3.2. <i>Installations en sous-stations</i>	43
6.3.3. <i>Adaptation des puissances souscrites</i>	45
7. AUDIT ENERGETIQUE	47
7.1. Production	47
7.1.1. <i>Mixité EnR&R</i>	47
7.1.2. <i>Contenu CO₂ du réseau et quotas</i>	49
7.2. Livraison.....	50
7.3. Distribution.....	53

8. AUDIT ECONOMIQUE	54
8.1. Structure tarifaire	54
8.1.1. <i>r1 – Elément proportionnel</i>	54
8.1.2. <i>r2 – Abonnement</i>	56
8.2. Prix moyen du réseau	57
8.2.1. <i>Régime fiscal du réseau de chaleur</i>	57
8.2.2. <i>Prix de la chaleur</i>	57
8.2.3. <i>Facture énergétique d'un logement type</i>	59
8.3. Analyse du compte d'exploitation 2015.....	60
8.3.1. <i>R1 – Charges et recettes combustible</i>	60
8.3.2. <i>R2 – Charges et recettes d'entretien et de financement</i>	62
8.3.3. <i>Comptes d'exploitation prévisionnel</i>	64
8.4. Synthèse de l'audit économique	64
9. ETAT DES LIEUX DES SOURCES DE CHALEUR A PROXIMITE	66
9.1. Démarche EnR'Choix	66
9.2. Réseaux publics et privés à proximité du réseau	67
9.3. Récupération de chaleur fatale	68
9.3.1. <i>Principe</i>	68
9.3.2. <i>Ressource disponible</i>	71
9.3.3. <i>Contraintes</i>	75
9.4. Géothermie	77
9.4.1. <i>Principe</i>	77
9.4.2. <i>Ressource</i>	80
9.4.3. <i>Contraintes</i>	83
9.5. Biomasse.....	84
9.5.1. <i>Principe</i>	84
9.5.2. <i>Ressource</i>	86
9.5.1. <i>Contraintes</i>	88
9.6. Biogaz	88
9.6.1. <i>Principe</i>	88
9.6.2. <i>Ressource</i>	90
9.6.3. <i>Contraintes</i>	91
10. EVOLUTIONS ET DEVELOPPEMENTS ENVISAGES DU RESEAU	93
10.1. Situation de référence.....	93
10.1.1. <i>Raccordements d'ici la fin de la délégation</i>	93
10.1.2. <i>Besoins énergétiques de la situation de référence</i>	96
10.1.3. <i>Situation économique de référence</i>	99
10.1.4. <i>Synthèse situation de référence</i>	99
10.2. Evolution et développement envisagés sur la desserte du réseau	101
10.2.1. <i>Evolution des bâtiments raccordés ou en cours de raccordement</i>	101
10.2.2. <i>Patrimoine existant</i>	103
10.2.3. <i>Projets d'aménagement et d'urbanisation</i>	104
10.2.4. <i>Développements envisageables</i>	107
10.3. Interconnexion avec d'autres réseaux de chaleur	112
10.4. Intégration d'énergies renouvelables et de récupération	114
11. SYNTHESE ET CONCLUSIONS DU DIAGNOSTIC DU RESEAU ET DU TERRITOIRE	115
12. ANALYSE TECHNIQUE ET ENERGETIQUE DES SCENARIOS	117

12.1.	Définition des scénarios	117
12.1.1.	<i>Hypothèses</i>	117
12.1.2.	<i>Scénario Houilles</i>	118
12.1.3.	<i>Scénario Houilles + Montesson</i>	121
12.1.4.	<i>Scénario Houilles + Montesson + Chatou</i>	124
12.2.	Moyens de production pris en compte	126
12.3.	Faisabilité technique	127
12.4.	Analyse énergétique et environnementale.....	133
12.4.1.	<i>Scénario Houilles</i>	133
12.4.2.	<i>Scénario Houilles + Montesson</i>	137
12.4.3.	<i>Scénario Houilles + Montesson + Chatou</i>	140
13.	ANALYSE ECONOMIQUE ET SOCIALE	143
13.1.	Investissements et subventions	144
13.1.1.	<i>Les investissements</i>	144
13.1.2.	<i>Les mécanismes de financement mobilisables</i>	147
13.2.	Charges d'exploitation.....	148
13.2.1.	<i>Charges d'énergie P1</i>	148
13.2.2.	<i>Charges d'exploitation et administratives P2</i>	155
13.2.3.	<i>Charges de gros entretien et renouvellement P3 (GER)</i>	156
13.2.4.	<i>Synthèse des charges</i>	156
13.3.	Analyse des résultats de l'analyse économique.....	159
13.3.1.	<i>Prix de la chaleur envisageables</i>	159
13.3.2.	<i>Facture énergétique pour un logement standard</i>	161
13.3.3.	<i>Impact pour les abonnés existants du réseau</i>	162
13.3.4.	<i>Intérêt pour les nouveaux raccordés</i>	162
13.3.5.	<i>Choix d'un scénario préférentiel</i>	163
13.4.	Sensibilités du scénario retenu	164
13.4.1.	<i>Sensibilité à l'ajout des serres</i>	165
13.4.2.	<i>Sensibilité au raccordement de Sartrouville Ouest</i>	167
13.4.3.	<i>Sensibilité au taux de raccordement</i>	169
13.4.4.	<i>Sensibilité au taux de subventions</i>	169
13.4.5.	<i>Sensibilité au prix de la chaleur fatale</i>	170
13.4.6.	<i>Sensibilité au TRI projet</i>	170
13.4.7.	<i>Sensibilité à la configuration de l'usine</i>	171
14.	EVOLUTION ET INTEGRATION CONTRACTUELLE, POLITIQUE ET JURIDIQUE	174
14.1.	Intégration contractuelle.....	174
14.2.	Classement du réseau de chaleur	174
15.	SYNTHESE DE L'ANALYSE TECHNICO-ECONOMIQUE, PLAN D' ACTIONS.....	175
15.1.	Synthèse de l'analyse technico-économique	175
15.2.	Plan d'actions	178
16.	TABLE DES FIGURES	181
17.	ANNEXES	186
18.	GLOSSAIRE	187

1. Préambule

1.1. Contexte de la mission

Le SITRU est l'autorité délégante du réseau de chaleur desservant actuellement les villes de Houilles, Carrières-sur-Seine et Chatou.

Le réseau de chaleur du SITRU est actuellement géré dans le cadre d'une délégation de service public (DSP) par la société Ouest OM Energie, filiale du groupe ENGIE, qui arrivera à échéance le 31 décembre 2018.

Ce réseau a été mis en service en 1986 pour la branche Carrières et 1988 pour la branche Chatou, afin de valoriser la chaleur produite par l'usine d'incinération des déchets non dangereux (UIDND) CRISTAL, située à la limite des villes de Chatou et de Carrières-sur-Seine.

Une chaufferie de secours est présente à côté de l'UIDND, pour alimenter le réseau en cas d'arrêt de l'usine. La chaufferie n'est mise en route que lors de l'arrêt des fours pour les entretiens annuels. La valorisation de l'énergie fatale produite par l'usine est suffisante pour alimenter le réseau à plus de 97%, correspondant au taux d'énergie renouvelable et de récupération (EnR&R) du réseau.

Des travaux d'extension ont été menés en 2013 vers Houilles. Dans la perspective du terme de la DSP actuelle en 2018, le SITRU souhaite pouvoir étudier les possibilités d'extension du réseau et, dans le cadre des travaux correspondants, bénéficier de subventions au titre du Fonds Chaleur ADEME.

Préalablement à l'élaboration des dossiers de demandes de subventions et au lancement de la procédure d'attribution du prochain contrat, le SITRU se doit de réaliser un schéma directeur selon les directives de l'ADEME ; l'objectif étant de déterminer les scénarios possibles d'évolution du réseau à l'horizon 2030 et de choisir un plan d'actions adapté en fonction du contexte.

1.2. Objectif de l'étude

Le concept de « Schéma Directeur » s'inscrit dans une démarche d'anticipation dont l'objectif est de réaliser un exercice de projection sur le devenir de son réseau à l'horizon 2030. Pour cela l'étude doit mener à la définition de différents scénarios qui permettent au SITRU de décider une programmation de travaux dans le cadre de la fin du contrat de DSP actuel ainsi que du futur contrat suite à la fin de la DSP.

La présente étude a donc pour vocation de déterminer un plan d'actions qui intégrera les évolutions de raccordement, de demandes énergétiques, d'urbanisme, afin d'assurer la pérennité du réseau sur les plans économique et environnemental.

Un premier schéma directeur a été réalisé en 2012 par le cabinet Explicit. Ce schéma directeur a conduit à la définition de plusieurs scénarios d'évolution du réseau, dont aucun n'a entièrement été mis en œuvre. En prévision du terme de la DSP, le présent schéma directeur a pour objet de mettre à jour les données de 2012 et de projeter les évolutions du réseau dans le prochain contrat.

Le présent rapport suivra donc les étapes suivantes :

- Présentation du comité de pilotage du schéma directeur ;
- Diagnostic du réseau actuel avec le contexte contractuel, technique, économique et énergétique ;

- Etat des lieux des sources de chaleur à proximité ;
- Projection du réseau à l'horizon 2030 en termes d'évolution des consommations des abonnés actuels et des raccordements de nouveaux abonnés ;
- Elaboration de différents scénarios consensuels et chiffrés d'évolution du réseau avec leurs impacts techniques, économiques, contractuels, environnementaux et sociaux ;
- Synthèse de l'étude et proposition d'un plan d'actions avec échéancier prévisionnel.

1.3. Synthèse du diagnostic du réseau et du territoire

Le réseau, d'une longueur d'environ 8 250 ml, dessert actuellement 3 841 équivalents logements (soit environ 36 300 MWh/an) à 22 abonnés via 30 sous-stations sur les villes de Chatou, Carrières-sur-Seine et Houilles. Ces besoins sont destinés à la production de chauffage et d'eau chaude sanitaire (ECS). La production d'ECS représente 8 150 MWh/an, soit environ 22 % des consommations totales.

Le réseau de chaleur est majoritairement alimenté par la chaleur issue de l'UIDND (taux de couverture énergétique supérieur à 97%) pour environ 40 000 MWh de chaleur fatale valorisée. Le secours est réalisé par la chaufferie d'appoint/secours au fioul pour moins de 1 000 MWh/an. Le combustible est passé de fioul lourd à fioul domestique en 2014.

Les moyens de production actuellement installés sont surdimensionnés par rapport aux besoins à alimenter, avec 27 MW d'échangeurs vapeur entre la chaufferie et l'incinérateur (pour 24,2 MW disponible en l'état actuel des installations) et 27 MW de puissance d'appoint/secours disponible. Les différentes installations sont bien entretenues et renouvelées par OOME et ne présentent pas de problème particulier d'exploitation. Des travaux d'amélioration, de rénovation et d'extension ont commencé en 2009 et se sont poursuivis en 2013/2014. Une nouvelle phase de développement est en cours en 2017.

Le prix de la chaleur est à la limite de la compétitivité par rapport à une solution classique gaz en raison du prix conjoncturellement bas du gaz en 2016. Il est également élevé par rapport aux réseaux de chaleur similaires (alimenté majoritairement par chaleur fatale), mais reste compétitif : 75 €TTC/MWh en 2015, et 70,5 €TTC/MWh en prévisionnel pour 2016 en raison de la plus forte rigueur climatique. Un tarif forfaitaire avait été mis en place en 1988 afin de convaincre certains prospects de se raccorder au réseau. La disparition de ces tarifs en 2016 a permis de respecter le principe d'égalité de traitement entre les abonnés.

Les comptes de la société dédiée font ressortir un équilibre fragile dans le contexte actuel. Néanmoins, il existe d'importantes marges de manœuvre sur les charges de combustible, d'exploitation et de renouvellement.

La DSP arrivant à son terme fin 2018, un nouveau contrat sera mis en place pour poursuivre l'exploitation et développer le réseau de chaleur et la valorisation de chaleur fatale. Le diagnostic du réseau permet d'envisager la mise en place de ce nouveau contrat de manière satisfaisante.

Les besoins recensés sur le périmètre d'étude suivant l'évolution du patrimoine raccordé, les programmes immobiliers raccordables et les projets d'aménagement/développement font ressortir :

- Deux possibilités de mise en place de réseaux indépendants (entrez 40 et 60 GWh chacun) sur les communes de Bezons et Sartrouville Vieux-Pays – Les Indes. La détermination du meilleur moyen de production EnR&R sur ces réseaux nécessite une étude de mise en concurrence entre la fourniture par AZUR, par le SITRU ou par d'autres sources d'EnR&R ;
- Un ensemble homogène de besoins recensés de plus de 200 GWh sur les communes ayant déjà transféré leur compétence « réseau de chaleur » au SITRU

Les moyens de production actuellement en place permettent, en première approche, d'alimenter un réseau de chaleur de près 190 GWh à plus 70% à base d'EnR&R. La suite de l'étude se concentrera donc sur l'alimentation prioritaire des besoins recensés sur les communes ayant déjà délégué leur compétence « réseau de chaleur », soit Houilles, Chatou, Montesson et Carrières-sur-Seine.

Les principales sources de chaleur renouvelable ou de récupération disponible sur le territoire sont la récupération de chaleur sur eaux usées, la géothermie très basse énergie (à l'Albien ou au Néocomien) voir basse énergie (au Dogger) avec renfort de pompes à chaleur ou la mise en place d'une chaufferie biomasse.

Pour le scénario préférentiel qui sera choisi en comité de pilotage, des variantes d'évolution des moyens de production sur l'Usine CRISTAL (disparition du four 2, remplacement du GTA suivant scénario 1 de l'étude de performance énergétique,...) et des possibilités d'export seront analysées. Si ces variantes entraînent une chute du taux d'EnR&R sous le seuil de 70%, l'intégration de nouveaux moyens de production EnR&R suivant les ressources disponibles reprises ci-dessus sera prise en compte.

A plus longue échéance (2040/2050), il est possible d'envisager une mutualisation des moyens de production renouvelables et de récupération et des contrats réseaux de chaleur sur l'ensemble du territoire de la Boucle de la Seine. En effet, ce territoire représente un ensemble homogène d'un point de vue réseaux de chaleur avec un axe structurant reliant l'usine CRISTAL à l'usine AZUR et 4 réseaux, dont deux réseaux existants actuellement en développement et 2 réseaux possibles. Cette mutualisation permettrait d'optimiser l'utilisation des moyens de production et de faire face d'une manière adaptée au territoire à la diminution inéluctable des quantités de déchets sur les deux incinérateurs.

1.4. Synthèse de l'analyse technico-économique des scénarios

Le diagnostic du réseau et des besoins territoriaux a permis de définir le panorama énergétique à l'horizon 2030 sur le territoire d'étude. A partir de ce diagnostic il a été possible de définir trois scénarios territoriaux pour la suite de l'étude :

- Le scénario Houilles considérant les développements en densification à proximité immédiate du réseau et les extensions pour desservir les besoins principaux sur le territoire de Houilles ;
- Le scénario Houilles + Montesson, qui rajoute au premier scénario les extensions pour desservir les besoins principaux sur le territoire de Montesson ;

- Le scénario Houilles + Montesson + Chatou, qui rajoute au second scénario les extensions pour desservir les besoins principaux sur le territoire de Chatou ;

En fin de déploiement	Scénario Houilles	Scénario Houilles + Montesson	Scénario Houilles + Montesson + Chatou
Consommations abonnés (MWh _{ut})	81 042	92 490	112 081
Production (MWh _{ut})	90 047	102 767	124 535
<i>Dont UIDND</i>	87 174	97 485	110 469
Taux d'EnR&R	97%	95%	89%
Statut d'UVE	Non	Limite	Oui
Moyens de production	Incinérateurs (24,2 MW) + Chaufferie existante (27 MW) + Chaufferies de délestage (6,4 MW)	Incinérateurs (24,2 MW) + Chaufferie existante (27 MW) + Chaufferies de délestage (5,6 MW) + Chaufferie centralisée à créer (6 MW)	Incinérateurs (24,2 MW) + Chaufferie existante (27 MW) + Chaufferies de délestage (5,6 MW) + Chaufferie centralisée à créer (13 MW)
Investissements (k€)	18 719	22 867	29 502
Prix de la chaleur cible sur 20 ans (€TTC/MWh)	54-58	58-62	62-66

En considérant un taux de raccordement de 80% des nouveaux prospects identifiés, les besoins à couvrir en fin de développement sont respectivement de 81, 92 et 112 GWh. L'alimentation de ces besoins est réalisée par les 24,2 MW_{th} disponible en sortie d'incinérateur, avec appoint par énergie fossile.

Etant donné les besoins à alimenter, le scénario Houilles + Montesson + Chatou est le seul qui permet de maximiser l'utilisation des moyens de production et donc d'atteindre le statut d'UVE sans modification sur l'usine CRISTAL (110 GWh/an de chaleur fatale valorisée). Le scénario intermédiaire permet tout juste la valorisation de la quantité de chaleur fatale nécessaire pour atteindre ce statut (97 GWh/an) laissant une marge de manœuvre très faible, tandis que le scénario Houilles, ne valorisant que 87 GWh/an, ne permet pas d'atteindre ce statut.

Cette possibilité de passer en UVE est permise grâce à une utilisation maximisée de la puissance disponible en sortie d'incinérateur, mais nécessite des appoints par énergies fossiles plus importants qu'aujourd'hui. Le scénario Houilles permet de maintenir un taux d'EnR&R proche de 97% (appoint à partir de 0°C extérieur), mais les scénarios avec Montesson et Chatou voient leurs taux d'EnR&R diminuer respectivement à 95% (appoint à partir de 2°C extérieur) et 90% (appoint à partir de 5°C extérieur) en fin de déploiement.

L'appoint est alors réalisé par la chaufferie centralisée existante, dont une partie pourra être passée au gaz naturel en cas de besoin, des chaufferies de délestage sur Houilles et une nouvelle chaufferie centralisée au gaz naturel pour les deux plus gros scénarios (respectivement de 6,4 et 11 MW).

Les investissements correspondant à la mise en œuvre de ces différents scénarios reprennent une VNC du réseau actuel de 5,6 M€, et des investissements complémentaires pour la réalisation du réseau de distribution, des sous-stations, et la création (pour les scénarios Houilles + Montesson et Houilles + Montesson + Chatou) et l'adaptation (dans tous les scénarios) de chaufferies d'appoints-secours. Au total les investissements à réaliser sont de :

- 18,7 M€ pour le scénario Houilles avec 2,6 M€ de subventions, soit une assiette à financer de 16,1 M€ ;
- 22,9 M€ pour Houilles + Montesson avec 3,5 M€ de subventions, soit une assiette à financer de 19,4 M€ ;
- 29,5 M€ pour Houilles + Montesson + Chatou avec 4,8 M€ de subvention soit une assiette à financer de 24,7 M€.

Ces investissements, combinés à des hypothèses de charges standards pour ce type de réseau de chaleur, ont permis de déterminer un prix cible de la chaleur finale vendue aux abonnés en fonction du scénario et de la durée prévisionnelle du contrat (et donc de la durée d'amortissement des biens). Cette analyse a été menée dans un contexte de DSP en ciblant un TRI de 8% après impôts. Pour rappel, le prix moyen en 2016 est d'environ 70 €TTC/MWh.

Prix final de la chaleur (€TTC/MWh)	20 ans	15 ans	12 ans
Houilles	54 – 58	58 – 62	62 – 66
Houilles + Montesson	62 – 66	66 – 70	70 – 74
Houilles + Montesson + Chatou	70 – 74		

Tous les résultats en vert laissent au délégataire un temps suffisamment long pour l'amortissement des investissements réalisés. Les différents indicateurs économiques (prix de la chaleur, facture énergétique au logement,...) sont alors favorables, et le réseau de chaleur est compétitif par rapport aux autres modes de production de chaleur.

Cette analyse technico-économique a permis au comité de pilotage de retenir le scénario le plus ambitieux, c'est-à-dire prévoyant des développements sur les territoires des communes de Houilles + Montesson + Chatou sur une durée suffisamment longue pour permettre l'amortissement des investissements à réaliser. En effet, ce scénario présente des résultats économiques satisfaisants permettant d'envisager une commercialisation facile du réseau de chaleur, tout en valorisant un maximum de chaleur fatale permettant ainsi à l'incinérateur d'atteindre le statut de Centre de Valorisation Énergétique sans remplacement du GTA.

Ce scénario retenu a par la suite fait l'objet d'une étude de sensibilité à différents paramètres pour déterminer les risques les plus importants pour la suite de l'opération. Cette analyse en sensibilité a montré que :

- Pour le raccordement de serres dans la plaine de Montesson en passant par la branche du lycée des Pierres-Vives :
 - un prix de la chaleur compétitif est envisageable dans la limite d'une certaine superficie ;
 - la réalisation des investissements de réseau permettant d'envisager le raccordement à terme de ces serres présente un impact quasi-nul sur le prix final de la chaleur pour les autres abonnés ;
- Le raccordement de Sartrouville Ouest est envisageable et permet de valoriser plus de chaleur fatale mais augmente légèrement le prix cible (+1,6 €TTC/MWh) en raison d'investissements supplémentaires importants et d'une diminution du taux d'EnR&R. Cette différence pourrait néanmoins être compensée par l'ADEME grâce à l'attribution de subventions spécifiques ;

- Un taux de raccordement de 80% des nouveaux prospects permet un optimum technico-économique entre étalement des coûts fixes et augmentation de la consommation d'énergies fossiles. Néanmoins le raccordement de plus ou moins de prospects présente une sensibilité relativement faible sur le prix final de la chaleur (+0,2 €TTC/MWh pour 70 et 90% de raccordements, + 0,7 €TTC/MWh pour 100% de raccordements)
- Un taux de subvention inférieur de 5% au taux pris pour les simulations (20% hors VNC) entraîne une augmentation du prix de la chaleur finale de 1,6 €TTC/MWh. Au vu des critères d'analyse (-5% par rapport à un prix d'une solution alternative gaz) et des modalités d'attribution de l'ADEME, le risque est relativement faible.
- Une augmentation de 1 €HT/MWh du prix de la chaleur fatale entraîne une augmentation du prix de la chaleur livrée aux abonnés d'environ 1,15 €TTC/MWh en fonction de la marge exploitant sur le R1. Ce prix de la chaleur doit donc être déterminé au plus juste suivant les critères minimums fixés par le SITRU.
- La diminution du TRI projet après impôt de 1% permet une diminution du prix final de la chaleur vendue aux abonnés d'environ 3€TTC/MWh.
- La configuration de l'usine, soit la puissance disponible en sortie de l'usine CRISTAL, présente le plus gros risque sur l'exploitation future du réseau de chaleur. En fonction des configurations et des solutions appliquées, le prix de la chaleur augmente de +3,6 à + 14 €TTC/MWh, ne permettant pas au réseau de chaleur de rester compétitif.

Des solutions, telles que la diminution du prix de la chaleur fatale, l'augmentation du tarif abonnés, ou encore la réalisation d'investissements plus ou moins lourds pour des moyens de production EnR&R complémentaires, sont envisageables mais doivent être prises en charge par un des acteurs. Une étude complète sera alors à mener pour trouver le meilleur équilibre en fonction du contexte. Néanmoins, le maintien de l'usine CRISTAL dans son état actuel jusqu'à la fin du contrat permettra d'envisager une évolution coordonnée sur l'usine et le réseau de chaleur.

2. Renseignements généraux relatifs à l'étude

2.1. Présentation du comité de pilotage du schéma directeur

L'élaboration de ce schéma directeur s'est fait dans la concertation de l'ensemble des acteurs du chauffage urbain, à savoir :

L'entité organisatrice du réseau : Le SITRU représenté par

- Le président M. GOURNAC, sénateur des Yvelines
- 1er vice-président en charge du réseau de chaleur M. GROUCHKO, Maire du Vésinet
- Le directeur M. FONTANET

Les villes dont la compétence réseau de chaleur est déléguée au SITRU :

- La ville de Houilles représentée par MM. HEURTEL et LEROUX
- La ville de Carrières-sur-Seine représentée par Mme CAVALIER
- La ville Chatou représentée par MM. RASSIAL et GLAZWAND
- La ville Montesson représentée par Mmes BRISTOL et CAULRY

Les villes situées dans le périmètre d'étude du schéma directeur :

- La ville de Bezons représentée par MM. MENHAOUARA et POIRIER
- La ville de Sartrouville représentée par M. CISSE et Mme SUCHETET

La représentante de l'ADEME : Mme FLORETTE, ingénieur chaleur fatale

Les principaux abonnés actuels du réseau :

- La copropriété Champs Roger représentée par Mme CABLAN-GUEROULT, M. REINHARD et M. PARAN
- Le Logement Francilien représenté par M. CORONADO
- France Habitation représenté par M. CORMIER

Les représentants des usagers :

- Amicale des locataires de la Cité du Petit Bois
- Copropriétaires de la résidence Champs Roger

Au cours de l'étude, le comité de pilotage de l'étude s'est réuni à trois occasions :

- Le 13 Janvier 2017 en vue de présenter les résultats du diagnostic et de réaliser un point d'étape sur le recensement patrimonial ;
- Le 24 Avril 2017 en vue de présenter les scénarios étudiés ;
- Le 19 Juin 2017 pour présenter les résultats finaux de l'étude.

2.2. Intervenants

- **Autorité délégante**

L'autorité délégante du réseau de chaleur est le Syndicat Intercommunal pour le Traitement des Résidus Urbains de la Boucle de Seine (**SITRU**).

Coordonnées :

SITRU
2 rue de l'Union – 78420 Carrières-sur-Seine
Tél. : 01 39 15 88 74 / Fax. : 01 39 15 88 41
www.sitru.fr

Les interlocuteurs sont les suivants :

Alain GOURNAC	Président	
Bernard GROUCHKO	Vice-président	b.grouchko@levesinet.fr
Christophe FONTANET	Directeur Général	cfontanet@sitru.fr

- **Assistant à Maîtrise d'ouvrage – Schéma directeur**

La mission d'Assistance à Maîtrise d'Ouvrage pour la réalisation de l'étude technique, financière et juridique du schéma directeur du réseau est assurée par le **Bureau d'études Itherm Conseil**.

Coordonnées :

ITHERM CONSEIL
10 rue de la Sablière – 92230 Gennevilliers
Tél. : 01 41 11 97 89 / Fax. : 01 41 11 91 67
www.ithermconseil.fr

Les interlocuteurs sont les suivants :

Benjamin BRULLON	Directeur	bbrullon@ithermconseil.fr
Guillaume TEXIER	Chargé d'affaires	gtexier@ithermconseil.fr

- **Déléataire**

L'exploitation du réseau de chaleur du SITRU est assurée par la société Ouest OM Energie (**OOME**).

Coordonnées :

Ouest OM Energie
2 rue de l'Union – 78420 Carrières-sur-Seine

Cette société d'exploitation est dédiée au réseau de chaleur du SITRU et est une filiale à 100% d'**ENGIE**.

Coordonnées:

ENGIE Réseaux
84 rue Charles Michels – 93284 Saint-Denis

www.engie-reseaux.fr

Les interlocuteurs pour le réseau du SITRU sont les suivants :

Aurélie LEHERICY	Directeur Grands Territoires Ile de France Nord	aurelie.lehericy@engie.com
Yacine NABIL	Ingénieur Commercial	yacine.nabil@engie.com
Alain AGOGUE	Responsable Département Energie	alain.agogue@engie.com

3. Contexte et historique du réseau

3.1. Historique

En 1986, afin d'utiliser la chaleur dégagée par l'usine d'incinération des déchets (UIDND) CRISTAL de Chatou/Carrières sur Seine, il a été décidé de construire un réseau de chaleur alimentant les principaux programmes immobiliers des villes alentours. La construction et la maintenance du réseau ont été confiées à l'entreprise COFRETH (intégrée depuis au groupe ENGIE) sous forme de Délégation de service Public (DSP).

Afin de pallier les éventuels arrêts des fours de l'UIDND, une chaufferie de secours a été construite à côté de l'usine. Cette chaufferie, initialement alimentée au fioul lourd, a une puissance suffisante pour secourir tout le réseau en cas de nécessité. Elle est prévue pour servir uniquement lors de la maintenance des fours de l'UIDND.

Le réseau de chaleur du SITRU a commencé à livrer de la chaleur à ses abonnés en 1986 sur la branche Carrières et 1988 sur la branche Chatou. La DSP initiale était de 24 ans. Elle a été prolongée par avenants suite à des travaux importants réalisés en cours de contrat nécessitant des durées d'amortissement plus longues. L'échéance de la DSP a ainsi été repoussée deux fois (une fois pour 7 ans et une fois pour un an) pour arriver à une échéance au 31 décembre 2018.

A l'origine, il y avait 22 sous-stations réparties sur Chatou et Carrières-sur-Seine. Puis de nouveaux abonnés se sont raccordés : 4 en 1996, 2 en 2011 et 4 en 2014, dont 3 sites sur Houilles. Deux dé-raccordements ont eu lieu au cours de la même période.

Plusieurs travaux ont été entrepris au cours de la DSP :

- Améliorations techniques du réseau : remplacement du feeder (canalisation principale) de Chatou en 2009 qui faisait l'objet de nombreuses fuites, séparation des réseaux Chatou et Carrières-sur-Seine pour qu'ils soient indépendants ;
- Diminution des émissions de la chaufferie d'appoint : remplacement des brûleurs et changement de combustible du fioul lourd au fioul domestique en 2014 ;
- Extension du réseau : raccordement de nouveaux abonnés à proximité du réseau existant et extension vers Houilles en 2014.

La carte présentée sur la page suivante représente le tracé du réseau de chaleur, au 31/12/2016 :

3.2. Production de chaleur

Le réseau de chaleur du SITRU alimente en chaleur environ 3 841 équivalents-logements. Actuellement la production de chaleur est assurée par :

- Une usine d'incinération des déchets non dangereux (UIDND), capable d'incinérer 14 à 16 tonnes de déchets par heure, soit environ 44 MW. La chaleur produite est dissipée par :
 - Un groupe turbo-alternateur de 2,9 MW^{électrique} permettant la production d'environ 21 GWh d'électricité par an en partie autoconsommée et en partie revendue sur le marché libre ;
 - Une partie de chaleur autoconsommée (environ 23 GWh/an) par l'usine CRISTAL ;
 - Quatre échangeurs vapeur du réseau de chaleur permettent de récupérer cette chaleur pour alimenter le réseau, leur puissance est de 10 MW pour deux d'entre eux et de 7 MW pour les deux autres.
 - Des aéro-réfrigérants.
- Une chaufferie de secours d'une puissance de 27 MW. Les trois chaudières de 9 MW, alimentées au fioul domestique servent uniquement de secours.

La chaufferie de secours est mise en service en cas de manque d'alimentation de l'UIDND, ce qui arrive uniquement lors de l'arrêt des fours pour leur entretien. D'une puissance supérieure à 20 MW, il s'agit d'une installation classée pour la protection de l'environnement (ICPE), soumise à autorisation. Les chaudières sont également allumées pour réaliser les contrôles réglementaires nécessaires (combustion, etc.).

La mixité EnR&R est supérieure à 90% depuis le début des livraisons, et supérieure 97% depuis le remplacement des échangeurs en 2013. Il n'y a pas de mixité imposée au contrat.

3.3. Périmètre du réseau

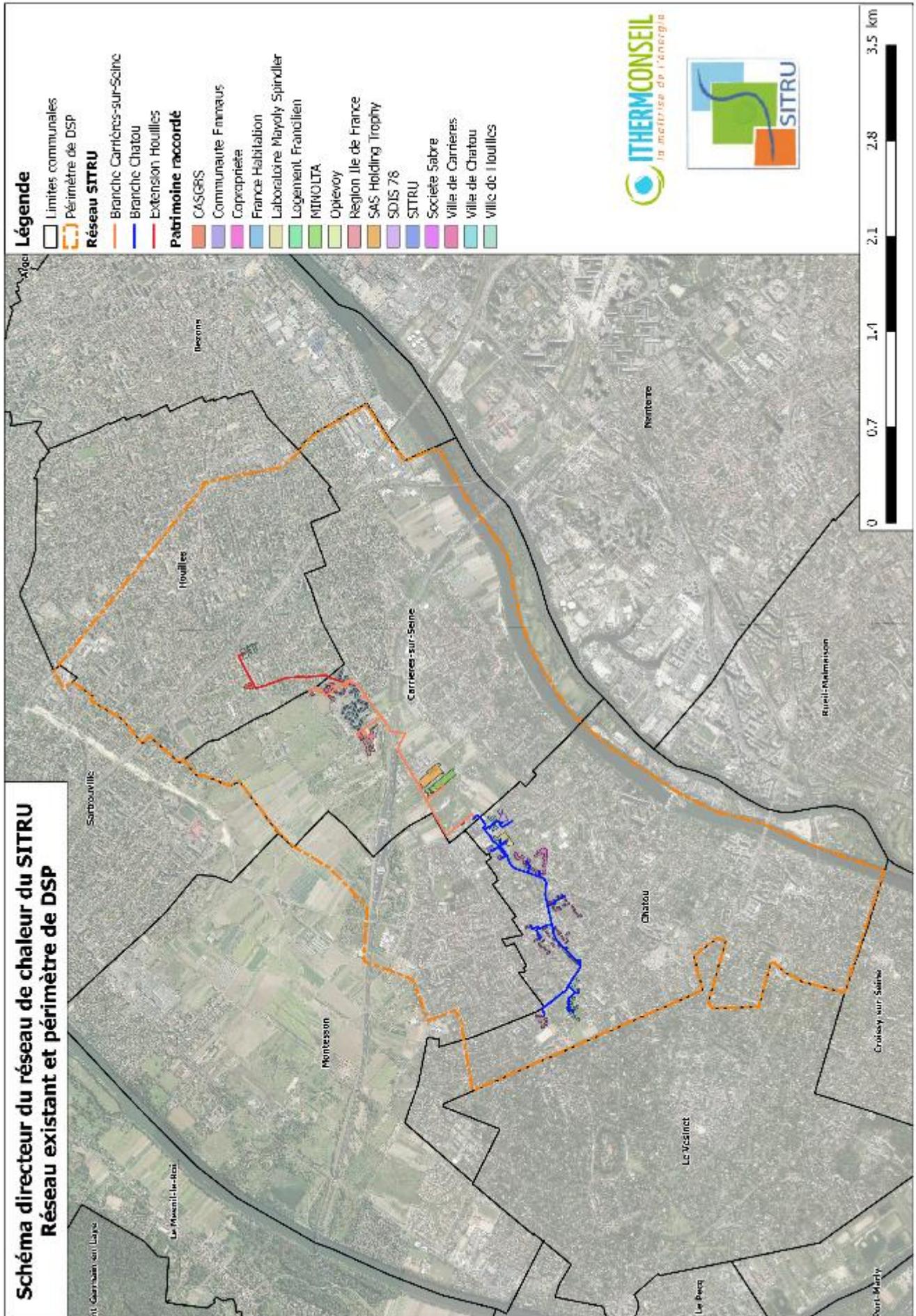
Quatre communes de la boucle de la Seine ont délégué leur compétence réseau de chaleur au SITRU depuis la mise en place du réseau de chaleur :

- Chatou
- Carrières-sur-Seine
- Houilles
- Montesson

Le périmètre de la DSP d'OOME (annexe 1 à la convention de concession) ne couvre par contre pas l'ensemble du territoire de ces communes. La carte sur la page suivante, reprend le tracé du périmètre de la DSP, qui couvre :

- Chatou
- Carrières-sur-Seine
- Une partie de Houilles
- Une partie de Montesson

Le réseau s'étend aujourd'hui sur les trois premières communes du périmètre, aucun abonné ne se trouve sur la commune de Montesson.



3.4. Présentation des usagers du réseau

Le réseau actuel s'étend sur 8 250 ml avec environ 3 841 équivalents logements qui bénéficient du chauffage urbain.

Au 31 décembre 2016, les abonnés au réseau de chaleur et leurs principales caractéristiques sont les suivantes :

N°	Nom	Ville	Maitre d'ouvrage	Nb de logements ou éq-lgt	Surface (m ²)	ECS	Puissances installées (kW)	Puissances souscrites (kW)
1	Clos des 100 Arpents	Carrières	France Habitation	163	11 600	Oui	1 650	1 350
2	SOLEIL LEVANT	Carrières	Copropriété	109		Oui	1 250	1 000
3	Cité du Petit Bois	Carrières	France Habitation	608	42 200	Oui	6 000	2 507
4	LYCEE Pierres Vives	Carrières	Région IdF	137,5		Oui	1 100	580
6	GYMNASE Pierres Vives	Carrières	Ville de Carrières	30		Oui	300	250
7	G.S. Les Alouettes	Carrières	Ville de Carrières	60		Oui	800	760
8	MINOLTA	Carrières	MINOLTA	80		Non	750	600
9	DE VLAMINCK	Chatou	Copropriété	160	11 500	Non	1 100	940
11	LA SAULERAIE	Chatou	Copropriété	24		Non	240	190
12	LES CHAMPS ROGER	Chatou	Copropriété	452	27 900	Oui	4 600	2 670
13	CHATOU PLATEAU	Chatou	Copropriété	240	15 400	Non	1 700	1 082
14	LES LANDES	Chatou	Logement Francilien	286	21 000	Oui	2 400	1 570
15	LES SABINETTES	Chatou	Logement Francilien	211	13 000	Non	1 600	730
16	LES PETITS CHENES	Chatou	Copropriété	138	11 100	Oui	1 300	1 245
17	LES TERRASSES	Chatou	Copropriété	118	7 000	Oui	1 500	540
18	MAUPASSANT	Chatou	Copropriété	63	5 500	Oui	1500	482
19	MAYOLY BIS	Chatou	Labo. Mayoly Spindler	56,25		Oui	450	300
20	MAYOLY SPINDLER	Chatou	Labo. Mayoly Spindler	225		Oui	1 800	1 377
21	SABRE	Chatou	Société Sabre	25		Non	150	130
22	Emmaüs	Chatou	Communauté Emmaüs	31,25		Non	250	200
23	CENTRE DE SECOURS	Chatou	SDIS 78	81,25		Oui	650	550
25	2 Rue RIBOT	Chatou	Les Résidences Yvelines - Essonne	12		Non	100	100
26	16 Rue RIBOT	Chatou		16		Non	100	100
27	19 Rue RIBOT	Chatou		52		Non	650	350
28	Holding Trophy - JVC	Carrières	SAS Holding Trophy	106,25		Non	850	750
29	CTM Cuisine Centrale	Chatou	Ville de Chatou	81,25		Non	650	420
30	PISCINE Houilles	Houilles	CASGBS	162,5		Oui	1 300	1 300
31	GS du Réveil Matin	Houilles	Ville de Houilles	77,5		Oui	620	620
32	Gymnase BRONDANI	Houilles	Ville de Houilles	31,25		Oui	250	250
33	Bureaux SITRU	Carrières	SITRU	3,88		Non	31	31
TOTAL RESEAU				3 841	166 200		35 641	22 974

Figure 3. Liste des abonnés au réseau de chaleur à fin Décembre 2016.

Deux abonnés se sont dé-raccordés depuis le début de la DSP : la copropriété Le Larris en 2008, pour revenir à une production par énergies fossiles pour des raisons économiques, et la Piscine de Carrières-sur-Seine en 2014, suite à son abandon induit par la mise en service de la nouvelle piscine à Houilles.

Les copropriétés représentent 34% des équivalents logements et 35% de la puissance souscrite sur le réseau, soit 8 149 kW.

France Habitation est le principal abonné grâce aux résidences Lutèce et Cité du Petit Bois, qui représentent 17% de la puissance souscrite, soit 3 857 kW.

La répartition de l'ensemble des abonnés par rapport à leur puissance souscrite est représentée sur la graphique ci-dessous :

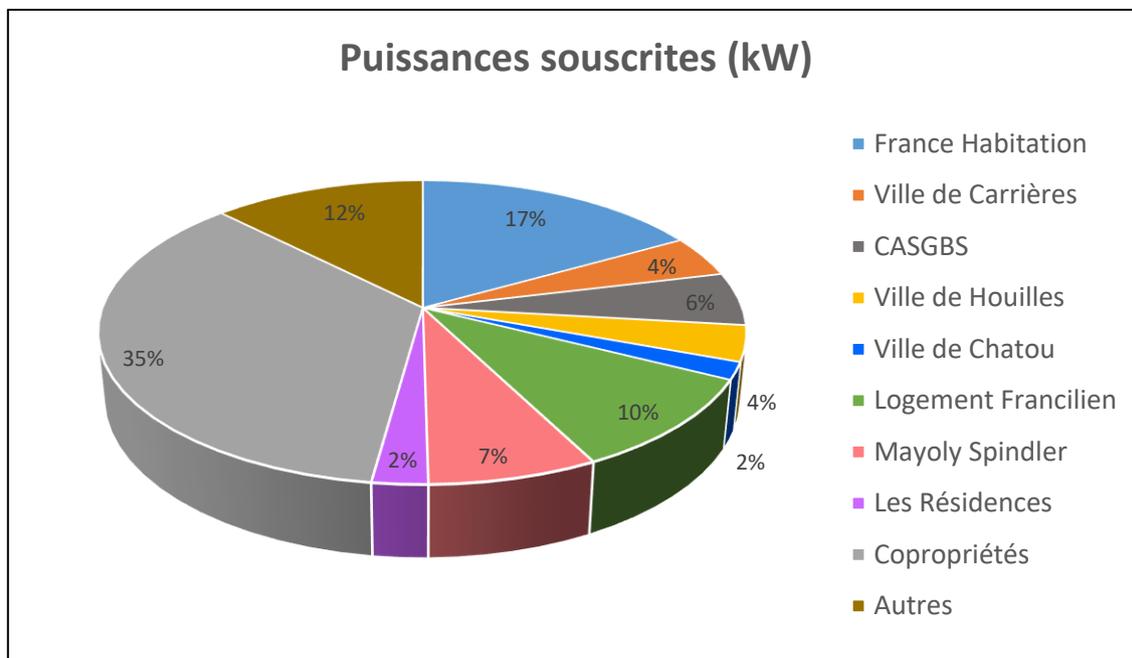


Figure 4. Répartition des abonnés au réseau de chaleur du SITRU suivant la puissance souscrite.

3.5. Structure tarifaire

La structure tarifaire pour les abonnés se décompose en deux termes :

- Le terme R1 :

Le R1 est l'élément proportionnel (€/HT/MWh) représentant le coût des combustibles et sources d'énergies nécessaires pour assurer la fourniture de chauffage et d'ECS. Le terme R1 est décomposé en deux termes :

$$R1 = (a r_{1_{UIOM}} + b r_{1_{FOD}})$$

Avec : $r_{1_{UIOM}}$ le prix unitaire de l'énergie issue de l'UIDND

Et $r_{1_{FOD}}$ le prix unitaire de l'énergie issue des chaufferies fioul domestique (FOD)

Les coefficients a et b sont fixés pour l'année N sur la mixité réelle de l'année N-1, les abonnés bénéficiant d'une régularisation en début d'année N+1 en fonction de la mixité réelle de l'année N.

- Le terme R2 :

Le terme R2 est l'élément fixe ou abonnement (€HT/kW) correspondant aux autres prestations que la fourniture d'énergie, les charges fixes. Le terme R2 n'est pas décomposé par poste (R22-entretien, R23-GER, R24-financement...) au contrat de DSP.

Depuis le début de la DSP, la tarification était différente pour une partie des abonnés, et notamment les copropriétés. Ils avaient un tarif unique dépendant de leur consommation réelle et avantageux par rapport à une solution classique par énergie fossile. Cette tarification avait été mise en place au début du contrat de DSP pour inciter les raccordements au réseau de chaleur.

Les réseaux de chauffage urbain, service public de distribution de chaleur, doivent néanmoins respecter l'égalité de traitement entre les abonnés et notamment sur les tarifs appliqués. Fin 2015, l'ensemble des abonnés concernés ont signé les polices d'abonnement avec un tarif binomial standard.

Le prix moyen du MWh en **2015**, année de rigueur climatique légèrement inférieure aux moyennes trentenaires, était de **70,51 €TTC/MWh** pour les **logements**, soit 66,84 €HT/MWh et de **98,35 €TTC/MWh** pour les **équipements tertiaires**, soit 93,23 €HT/MWh. La moyenne du réseau est alors de 76 €TTC/MWh.

4. Grille d'indicateurs de performance du réseau

La grille d'indicateurs de performance du réseau montre les aspects positifs et ceux à améliorer du réseau. Les données du schéma directeur de 2012 sont reprises et comparées aux données actuelles pour identifier l'évolution.

4.1. Assurer les besoins des abonnés en chaleur et en eau chaude sanitaire

N°	Indicateur	Evaluation	2010 (Schéma directeur 2012)	2015 (Mise à jour 2016)
1.1	Taux d'appel de puissance	$\frac{\text{Puissance maximale appelée}}{\text{Puissance maximale de production}} = \frac{P_{\text{Chauffage max}} + P_{\text{ECS max}}}{P_{\text{installée}}} = \frac{16\,099}{51\,200}$ <ul style="list-style-type: none"> Puissance maximale de production = Somme de l'ensemble des puissances nominales de chacune des installations de production Puissance maximale appelée = Valeur 2015 calculée en considérant une rigueur climatique de 2300 DJU 	35%	31%
	Durée d'utilisation équivalente à pleine puissance	$\frac{\text{Quantité de chaleur livrée}}{\text{Puissance maximale appelée}} = \frac{36\,771}{16\,099}$ <ul style="list-style-type: none"> Quantité de chaleur livrée = Valeur 2015 rapportée à 2300 DJU Puissance maximale appelée = Calculée en considérant une rigueur climatique de 2300 DJU 	2 264 heures	2 315 heures
1.2	Taux d'interruption pondérée du service	$\frac{\text{Somme des heures d'arrêt pondérées des puissances souscrites}}{\text{Période de fonctionnement} \times P_{\text{souscrite totale}}}$	0,11 %	0,10 %
	Taux d'interruption locale du service	$\frac{\text{Nombre d'heures d'arrêt}}{\text{Nombre d'heures de fonctionnement}}$	0,03 % - 0,61 %	0,22 %
	Taux d'arrêt programmés par rapport aux arrêts effectifs	$\frac{\text{Nombre d'heures d'arrêts programmés}}{\text{Nombre d'heures d'arrêts effectifs}}$	25 %	Non connu
1.3	Puissance installée au km	$\frac{P_{\text{installée totale}}}{\text{Longueur réseau distribution}}$	3,4 MW/km	2,8 MW/km
	Densité	$\frac{\text{Quantité de chaleur livrée}}{\text{Longueur réseau distribution}}$	5,5 MWh/ml	4,5 MWh/ml

N°	Indicateur	Evaluation	2010 (Schéma directeur 2012)	2015 (Mise à jour 2016)
	Développement	$\frac{P_{\text{souscrite totale 2016}} - P_{\text{souscrite totale 1990}}}{P_{\text{souscrite totale 1990}} \times \text{Nb d'exercices}}$	8 %	3 %
			Aucun raccordement depuis 2014 et diminution des puissances souscrites pour les abonnés existants	

4.2. Préserver durablement le cadre de vie et le milieu naturel et assurer la sécurité

N°	Indicateur	Evaluation	2010 (Schéma directeur 2012)	2015 (Mise à jour 2016)
2.1	Bouquet énergétique	$\frac{\text{Production d'une centrale}}{\text{Production totale}}$	94 % UIDND 6 % FOL	98,5 % UIDND 1,5 % FOD
			Remplacement échangeurs	
	Emission de CO ₂	$\frac{\text{Quantité de CO}_2 \text{ rejetée}}{\text{Quantité d'énergie entrante}}$ D'après outils de simulation SNCU - 2014	0,022 kg/kWh	0,007 kg/kWh
			Mixité EnR&R supérieure	
2.2	Facteur ressource primaire	$\frac{\text{Quantité d'énergie non renouvelable consommées}}{\text{Quantité d'énergie livrée}}$	7,0 %	1,8 %
			Mixité EnR&R supérieure	
	Consommation d'eau	$\frac{\text{Quantité d'eau d'appoint consommée}}{\text{Quantité d'énergie fournie par le réseau}}$	0,02 m ³ /MWh	0,003 m ³ /MWh
			Remplacement du feeder Chatou	
2.3	Coût des sinistres	$\frac{\text{Coût des sinistres TTC}}{\text{Part fixe des recettes tarifaires}}$ • Pas de sinistre déclaré	0 €	0 €
	Fréquence et gravité des accidents de travail	$\text{Nombre de jours d'arrêt de travail}$ • Pas d'arrêt déclaré	0	0

4.3. Assurer la pérennité de la fourniture de chaleur et d'eau chaude sanitaire

N°	Indicateur	Evaluation	2010 (Schéma directeur 2012)	2015 (Mise à jour 2016)
3.1	Renouvellement des installations	$\frac{\text{Montant des travaux GER TTC}}{\text{Sommes des R2 perçus TTC}} = \frac{199\,358}{1\,043\,000}$	5,3 %	19,11 %

4.4. Satisfaire les attentes de service des abonnés et usagers

N°	Indicateur	Evaluation	2010 (Schéma directeur 2012)	2015 (Mise à jour 2016)
4.1	Prix moyen de la chaleur	$\frac{CA (R1 + R2)}{\text{Quantité de chaleur livrée}}$	54,56 €TTC/MWh	77,70 €TTC/MWh
			Disparition du tarif unique Rf pour certains abonnés	
4.1	Poids de la part proportionnelle	$\frac{R1 \text{ perçus TTC}}{CA (R1 + R2) \text{ TTC}}$	76 %	55 %
			Disparition du tarif unique Rf, pris en compte dans les R1 pour tous les abonnés	
4.2	Enquête de qualité et satisfaction		0	Non connu
	Réclamations		0	Non connu
4.3	Réunions avec les représentants des abonnés		1	1
			CCSPL annuelle	
4.4	Actions et initiatives engagées par l'opérateur à l'attention des abonnés		Audits énergétique sur 92% des programmes	

5. Contexte contractuel

5.1. Syndicats et compétence réseaux de chaleur

Les collectivités peuvent réaliser selon diverses modalités définies par le code général des collectivités territoriales, des installations en vue d'alimenter des réseaux de chaleur (service de production et de distribution d'énergie calorifique), notamment en application de l'article 3 de la loi du 15 juillet 1980 relative aux économies d'énergie et à l'utilisation de la chaleur.

Il s'agit toutefois d'une compétence :

- optionnelle : aucune collectivité n'a l'obligation d'établir sur son territoire un service public de distribution de chaleur ;
- non exclusive : des réseaux peuvent être créés par d'autres acteurs, y compris des acteurs privés.

Par ailleurs, cette compétence peut être transférée à un groupement de collectivités. C'est le cas pour le réseau de chaleur du SITRU.

5.2. Acteurs et liens

5.2.1. Autorité délégante : le SITRU

Le SITRU, Syndicat Intercommunal pour le Traitement des Résidus Urbains de la Boucle de Seine propose deux compétences, à la carte et indépendantes :

- élimination des déchets ménagers et assimilés (compétence historique), que les intercommunalités transfèrent pour tout ou partie de leur territoire ;
- réseau de chaleur, depuis 2012, pour régulariser le fait que le SITRU soit autorité délégante du réseau depuis 1986. Les communes adhèrent indépendamment à cette compétence.



Figure 5. Logo SITRU.

Sur le périmètre d'étude, les délégations des villes sont les suivantes :

Ville	Compétence Ordures Ménagères	Compétence réseau de chaleur
Bezons	AZUR (Argenteuil)	Ville
Chatou	SITRU (via CASGBS)	SITRU
Carrières-sur-Seine	SITRU (via CASGBS)	SITRU
Houilles	SITRU (via CASGBS)	SITRU
Montesson	SITRU (via CASGBS)	SITRU
Sartrouville	SITRU (via CASGBS)	Ville

5.2.2. Déléataire usine CRISTAL : SUEZ RV ENERGIE

Le SITRU a conclu un contrat d'affermage avec Novergie (devenu depuis Suez RV Energie) pour le traitement des déchets ménagers et assimilés par incinération le 12 Décembre 2007. Ce contrat a pris effet le 1er janvier 2008 pour une durée de 15 ans (soit une échéance prévue pour le 31 décembre 2022). Il prévoit la valorisation énergétique de la chaleur issue de l'incinération sous forme de valorisation électrique et de valorisation thermique.



Figure 6. Logo Suez RV Energie.

Valorisation électrique

Le contrat d'affermage prévoit une valorisation électrique de la chaleur produite par l'incinération sous trois formes :

- Pour les besoins propres en électricité de l'UIOM à hauteur de 8,8 GWh/an ;
- Pour le fonctionnement du réseau de chaleur (électricité nécessaire pour le fonctionnement des chaudières et auxiliaires), à hauteur de 521 MWh/an ;
- Pour la revente à un repreneur du reste de la production, soit environ 12 GWh/an, sur le marché libre.

La vente d'électricité à Ouest OM Energie a été contractualisée à travers une convention annexée au contrat d'affermage liant Suez RV Energie et le SITRU. Cette convention indique un prix de vente de l'électricité de Suez RV Energie à OOME de 4,78 c€HT / kWh hiver et de 2,79 c€HT/kWh été (valeur janvier 2004). Ce coût correspond au tarif vert EDF au 1^{er} janvier 2004.

Sur les derniers exercices (2014/2015), il a été estimé un prix moyen de l'électricité achetée par OOME à Suez RV Energie autour de 45 €HT/MWh.

Valorisation thermique

Le contrat d'affermage prévoit aussi la valorisation thermique de la chaleur. Il précise que « la production thermique de l'usine d'incinération fournie au réseau de chaleur, qui ne fait pas partie de la délégation, est achetée par le SITRU ». Il n'existe donc pas de convention directe entre les deux parties délégataires pour l'achat de la chaleur, le SITRU servant d'intermédiaire.

Le prix d'achat de la chaleur par le SITRU est fixé contractuellement à 1 €HT/MWh (valeur janvier 2008) pour une garantie de fourniture d'énergie au réseau de chaleur de 44 000 MWh/an. En 2016, l'enlèvement par le SITRU n'a été que de 40 900 MWh, soit inférieur à l'obligation de fourniture par Suez RV Energie, et le prix révisé de la chaleur est d'environ 1,17 €HT/MWh

Dans le premier schéma directeur réalisé, le cabinet Explicit faisait remarquer que si ce contrat précise la quantité de chaleur minimale à fournir pour le réseau de chaleur (44 000 MWh / an), il ne précise pas la qualité de la fourniture de la chaleur (température, pression, puissance,...). Ce contrat n'a pas été revu depuis.

5.2.3. Abonnés

Les abonnés au réseau de chaleur sont des bailleurs, des syndicats de copropriétaires, des collectivités ou encore des entreprises privées.

Ouest OM Energie est lié contractuellement aux abonnés par les polices d'abonnement, qui définissent les conditions de fourniture de chaleur, les redevances associées et les prestations de chaque partie.

Suite à la disparition des tarifs Rf et Rg, les polices d'abonnements permettent de garantir l'égalité de traitement entre les différents abonnés avec un tarif binomial R1/R2 standard.

Les polices d'abonnement prennent toutes fin au 31 Décembre 2018.

5.2.4. Interactions

Les interactions entre les différents acteurs sont représentées sur le schéma ci-dessous :

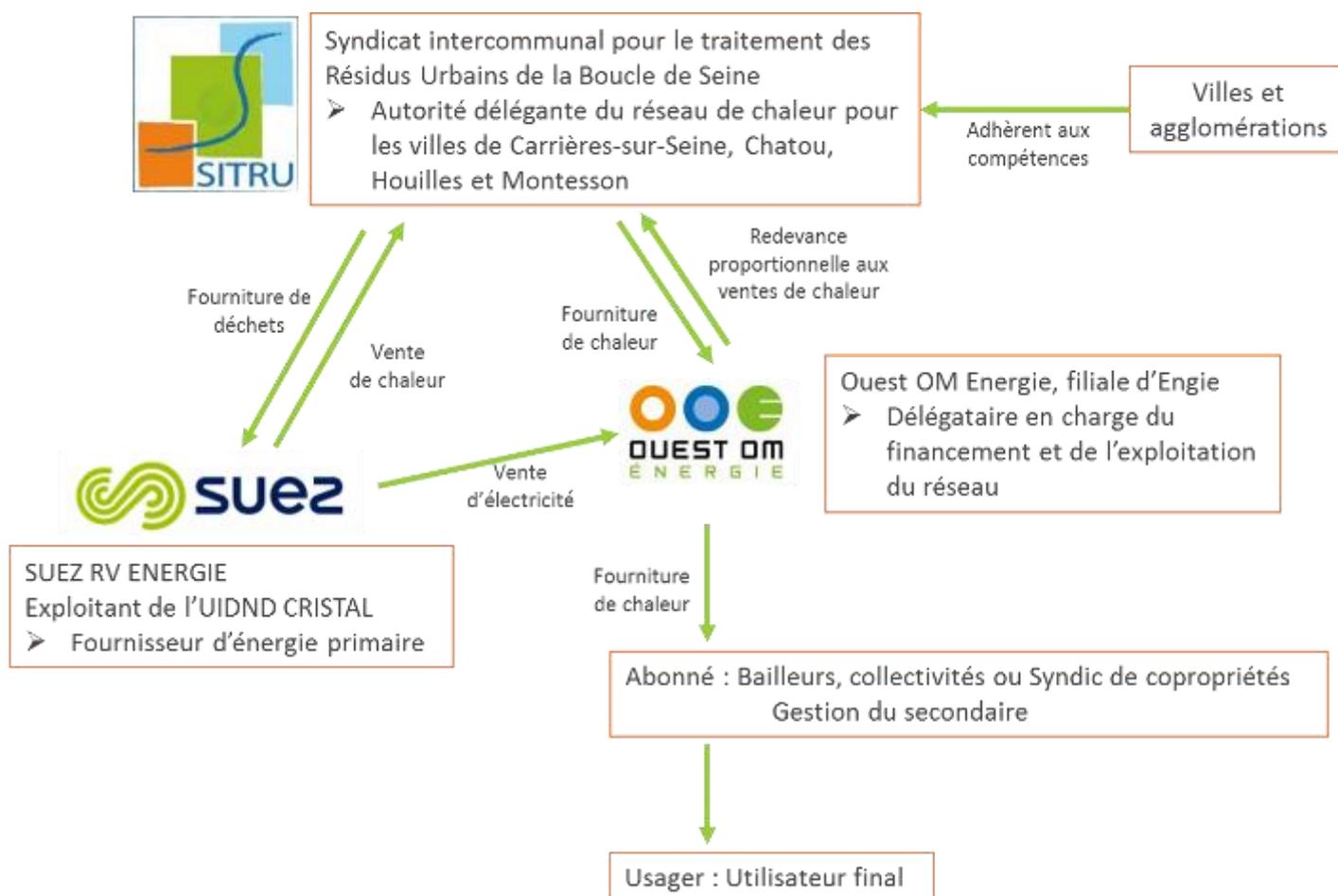


Figure 7. Relations contractuelles entre les différents intervenants. Source : Itherm Conseil

5.3. Délégation de Service Public du réseau de chaleur

L'exploitation du réseau de chaleur du SITRU en délégation de Service Public (DSP) de type concession a été confiée à la société COFRETH (intégrée depuis au groupe ENGIE) le 6 mai 1986, pour une durée de 24 ans à partir de la première livraison de chaleur, soit jusqu'au 14 octobre 2010.

La société Ouest OM Energie, au capital social de 152 500 €, entièrement dédiée à l'exploitation de ce réseau de chaleur, s'est substituée immédiatement à COFRETH. Il s'agit à ce jour d'une filiale à 100% d'ENGIE Réseaux.

La DSP concerne la construction et l'exploitation des ouvrages nécessaires à la production (récupération de chaleur sur l'UIDND et chaufferie d'appoint), au transport et à la distribution de chaleur. La première livraison de chaleur a eu lieu en 1986.

L'annexe 1 au contrat de concession définit le périmètre délégué par le SITRU sur lequel le délégataire bénéficie d'une exclusivité de service. Celui-ci s'étend (voir carte Périmètre du réseau) sur :

- La quasi-totalité du territoire de Chatou, hors îles ;
- Tout le territoire de Carrières-sur-Seine, hors îles ;
- La partie de Houilles située à l'ouest du Boulevard Henri Barbusse ;
- La partie sud de Montesson.

5.3.1. Evolutions contractuelles

Depuis l'attribution de la délégation, 14 avenants ont été signés entre les deux parties :

- Avenant 1 : En 1988, le délégataire fait état de difficultés à raccorder les prospectes de la branche Chatou en raison de la chute des prix des énergies substituées fossiles. Cet avenant :
 - o met en place des clauses tarifaires spécifiques pour favoriser le raccordement des prospectes de cette branche (apparition des tarifs Rf et Rg) ;
 - o prévoit une redevance transitoire à l'autorité délégante à verser en lieu et place de la redevance proportionnelle définie à la convention de DSP en contrepartie des clauses tarifaires incitatives. Cette redevance est composée d'un montant minimal qui correspondra à la redevance versée jusqu'en 2015.
- Avenant 2 : Courant 2001, les indices utilisés dans les formules de révision, ne sont plus publiés. L'avenant 2 définit les nouveaux indices à utiliser.
- Avenant 3 : La conversion des tarifs contractuels en francs est faite en euros dans l'avenant 3 en 2001.
- Avenant 4 : En 2005, un nouvel avenant est nécessaire suite à l'arrêt de publication d'un indice de révision.

- Avenant 5 : Des travaux de mise en conformité et de sécurisation de la chaufferie de secours sont nécessaires en 2006. Le montant des travaux, non prévisible en début de DSP, ne peut être amorti sur la durée restante du contrat. Une indemnité en fin de DSP (valeur nette comptable) est définie et doit être ajustée en fonction des investissements réels.

- Avenant 6 : Courant 2008, suite aux nombreuses fuites constatées sur la branche principale desservant Chatou, il est décidé de remplacer l'ensemble du feeder. La durée de vie d'un feeder étant supérieure à la durée de la DSP, l'investissement relatif était imprévisible.

Pour amortir ces investissements, la durée de la DSP est prolongée de 7 ans, jusqu'au 31 décembre 2017 ; et le montant non amorti à cette date sera reversé par le SITRU. Les tarifs R1 et R2 sont revus à la baisse.

- Avenant 7 : En 2010, les indices de révision utilisés dans les formules de révision des tarifs R1 et R2, dont la publication a été arrêtée, sont redéfinis par avenant.

- Avenant 8 : Le SITRU met à disposition du personnel OOME un local sur le site en 2011, sans contrepartie financière.

- Avenant 9 : Au cours de l'année 2012, dans un souci d'optimisation du pilotage du réseau et de maximisation de la valorisation de la chaleur fatale de l'usine CRISTAL, l'avenant 9 précise les modalités (programme technique, investissements, amortissement, valeur nette comptable en fin de DSP,...) :
 - o De séparation des deux branches du réseau (Chatou et Carrières-sur-Seine)
 - o De remplacement de 2 échangeurs vapeur.

Cet avenant modifie aussi les modalités administratives de révision des tarifs et de facturation des abonnés.

- Avenant 10 : En 2013, le délégataire et l'autorité délégante décident de mettre en place l'avenant 10 qui détermine les modalités :
 - o De réalisation des travaux d'extension vers Houilles en vue de pouvoir raccorder la nouvelle piscine intercommunale venant remplacer la piscine de Carrières-sur-Seine (raccordée au réseau de chaleur mais qui sera abandonnée) ;
 - o De changement de combustible (passage du fioul lourd au fioul domestique) pour la chaufferie d'appoint en vue de diminuer les émissions polluantes de l'installation.

La durée de la DSP est prolongée d'une année supplémentaire, soit une fin prévue au **31 décembre 2018**. Le SITRU prendra en charge les investissements non amortis à cette date.

- Avenant 11 : En 2014, les nouveaux bureaux du SITRU construits sur le terrain à proximité immédiate de la chaufferie se raccordent au réseau de chaleur. Les modalités de raccordement de ces bureaux sont déterminées dans l'avenant.

En complément, les modalités financières relatives aux avenants 9 et 10 sont redéfinies en fonction des investissements réels constatés suite à la mise en œuvre des travaux.

- Avenant 12 : Signé en 2015, cet avenant :
 - o Modifie le tarif R1 et sa formule de révision sont modifiés pour faire suite au changement de combustible de la chaufferie d'appoint prévu à l'avenant 10 ;
 - o Modifie la gestion des quotas de CO₂ ;
 - o Met à jour les investissements des avenants 9, 10 et 11 en fonction des dépenses réelles engagées par le délégataire et définit la **VNC s'y rapportant (1 706 191 €)** ;

- Avenant 13 : daté de 2016, cet avenant supprime les clauses relatives à la redevance minimale due par le délégataire au SITRU pour la fourniture de la chaleur suite à la disparition des tarifs spécifiques définis à l'avenant 1 (Rf). Les clauses du contrat de DSP fixant la redevance proportionnelle aux ventes de chaleur à verser par le délégataire au SITRU pour la mise à disposition de la chaleur fatale sont actualisées (29,29 €/HT/MWh à fin 2015).

- Avenant 14 : signé au cours du premier semestre 2017, cet avenant a pour objet de définir les extensions (programme de travaux, investissements, subventions et valeur nette comptable en fin de contrat) prévues vers :
 - o Le centre-ville de Houilles, avec raccordement de bâtiments communaux et d'une copropriété avec uniquement ECS collective ;
 - o Le Groupe scolaire Jules Ferry à Chatou via la résidence des Moulins ;
 - o Les copropriétés situées le long de la route de Chatou à Carrières-sur-Seine ;
 - o La résidence à construire Kaufmann et Broad à Chatou, dans le prolongement des résidences des Landes et des Sabinettes ;
 - o L'union syndicale de chaufferie Bel Air - Champs Mouton - Champagne (option)

La VNC prévisionnelle définie par cet avenant est de **4 039 747 €** en cas de raccordement de l'union de chaufferie ou **3 885 722 €** sinon. Ces montants sont fixes et ne seront pas mis à jour en fonction des dépenses réelles (hors surcoûts liés à la présence d'amiante ou pollution des sols).

5.3.2. *Echéance*

La convention a déjà été prolongée à deux occasions et ne peut donc plus l'être. L'échéance définitive est donc le 31 Décembre 2018.

Une étude des modes de gestion sera réalisée par le SITRU en vue de déterminer la meilleure solution pour pérenniser et développer le service public de distribution de la chaleur.

6. Audit technique

La liste du matériel installé est fournie en annexe. Cette liste est basée sur celle transmise par OOME. Le matériel a été vérifié pour les installations visitées au cours de la phase de diagnostic.

6.1. Production

Les moyens de production, localisés sur le même site au 2 rue de l'Union, à cheval sur les communes de Carrières-sur-Seine et de Chatou sont les suivants :

- Usine d'incinération des déchets non dangereux : composée de 2 fours (1988 et 2007) d'une capacité totale de 14 à 16 tonnes par heure, soit environ 44 MW.
- Chaufferie de secours : composée de trois chaudières fioul domestique de 9 MW unitaire. Elle a été rénovée en 2014 et sert en appoint lorsque l'UIDND est à l'arrêt.

Ces moyens de production ont permis en 2016 d'injecter sur le réseau de chaleur 41 GWh, dont 98 % issus de la récupération de chaleur fatale sur l'UIDND.

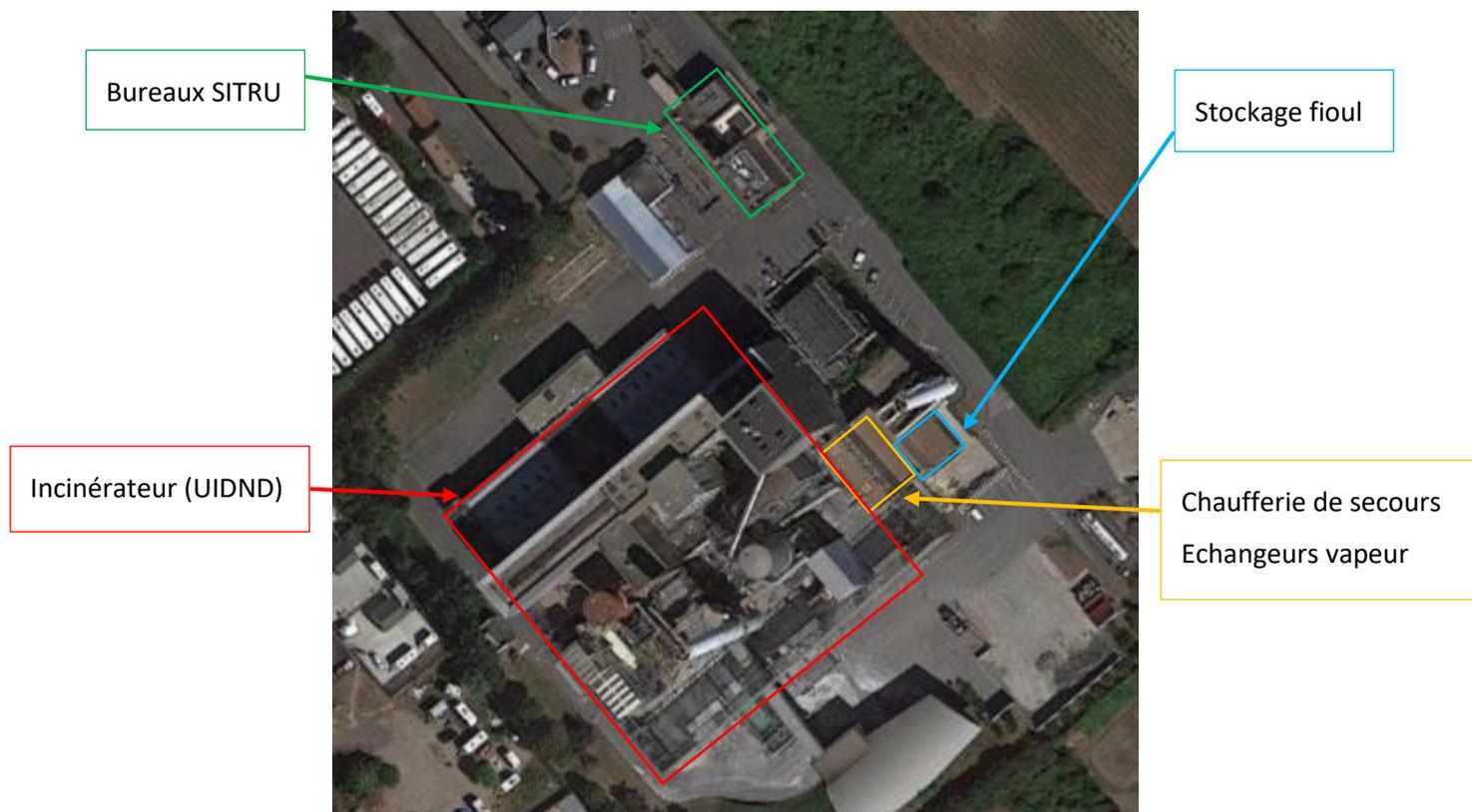


Figure 8 : Vue aérienne de l'emplacement des différents moyens de production. Source : Itherm Conseil

Le site est relativement exigu, et marqué par les évolutions successives de l'usine. Les extensions hors du périmètre du terrain sont rendues difficiles en raison :

- Du zonage agricole au PLU de Carrières-sur-Seine ;
- Des espaces boisés classés à conserver du côté de Chatou ;

La mise en place de nouveaux moyens d'appoint/secours sera à réfléchir en fonction des évolutions prévues et/ou prévisibles de l'usine d'incinération.

6.1.1. Usine d'incinération

NB : Les données suivantes sont reprises du schéma directeur de 2012 réalisée par le cabinet Explicite et de l'étude EPE réalisée en 2015 par le cabinet Merlin.

L'usine CRISTAL a été mise en service dans sa configuration actuelle en 1977. Depuis 1988, elle est composée de deux lignes d'incinération indépendantes avec chacune un four :

- Le four n°1 d'une capacité de 8 T/h, remplacé en 2007 ;
- Le four n°2 d'une capacité de 7 T/h, mis en service en 1988 et dont le remplacement est actuellement en discussion.

L'usine CRISTAL est une installation classée pour l'environnement (ICPE) soumise à autorisation. L'arrêté préfectoral en vigueur est daté du 28 Novembre 2013. La capacité autorisée de traitement annuelle de déchets est de 123 000 T/an. Cette capacité autorisée est atteinte tous les ans en partie grâce aux déchets provenant du territoire du SITRU, mais aussi grâce à de l'import (via une convention avec le SYCTOM et un complément à la disposition de Suez RV Energie, le délégataire).

En estimant le pouvoir calorifique des déchets à 2 757 kWh/T, l'incinérateur produit plus de 300 GWh/an. L'énergie de combustion sert à la production de vapeur d'eau. Cette énergie est ensuite en partie valorisée en électricité via une turbine à contre pression de 2,9 MW_e, et la vapeur en sortie de turbine est ensuite utilisée pour la consommation interne de chaleur de l'usine et pour le réseau. La valorisation énergétique sur le site s'élève à environ 40%, ne permettant pas à l'usine CRISTAL de se positionner en tant que Centre de Valorisation Énergétique et donc de bénéficier d'une TGAP minorée depuis 2017.

Le schéma ci-dessous (issu l'étude de performance énergétique du Cabinet MERLIN basée sur les chiffres de l'année 2014) identifie les flux énergétiques au sein de l'UIDND :

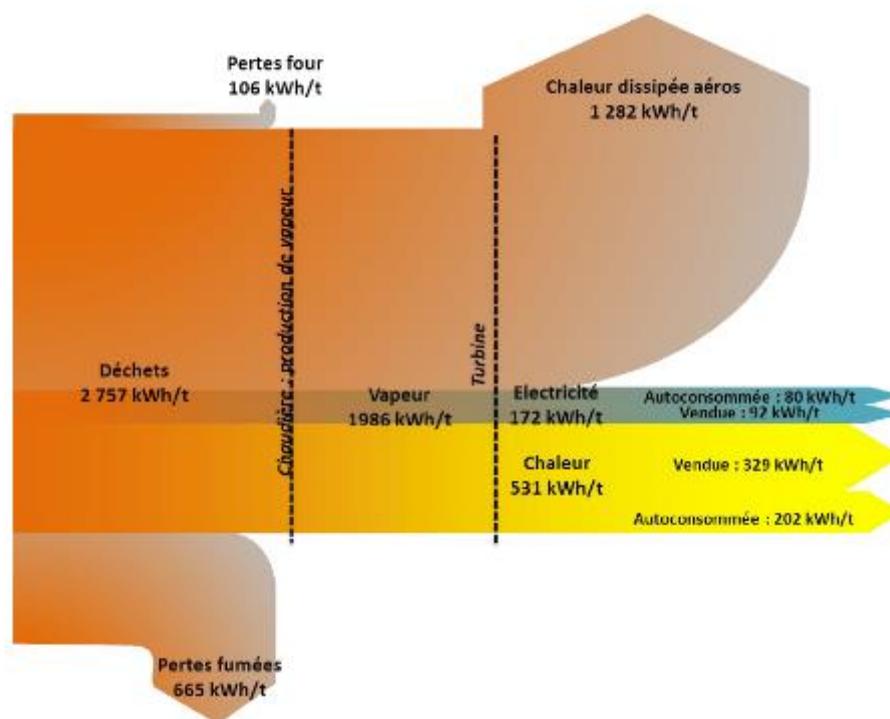


Figure 9 : Flux énergétiques dans l'usine d'incinération. Source : Cabinet MERLIN

D'un point de vue technique, le schéma simplifié ci-dessous permet de visualiser le parcours de la vapeur produite :

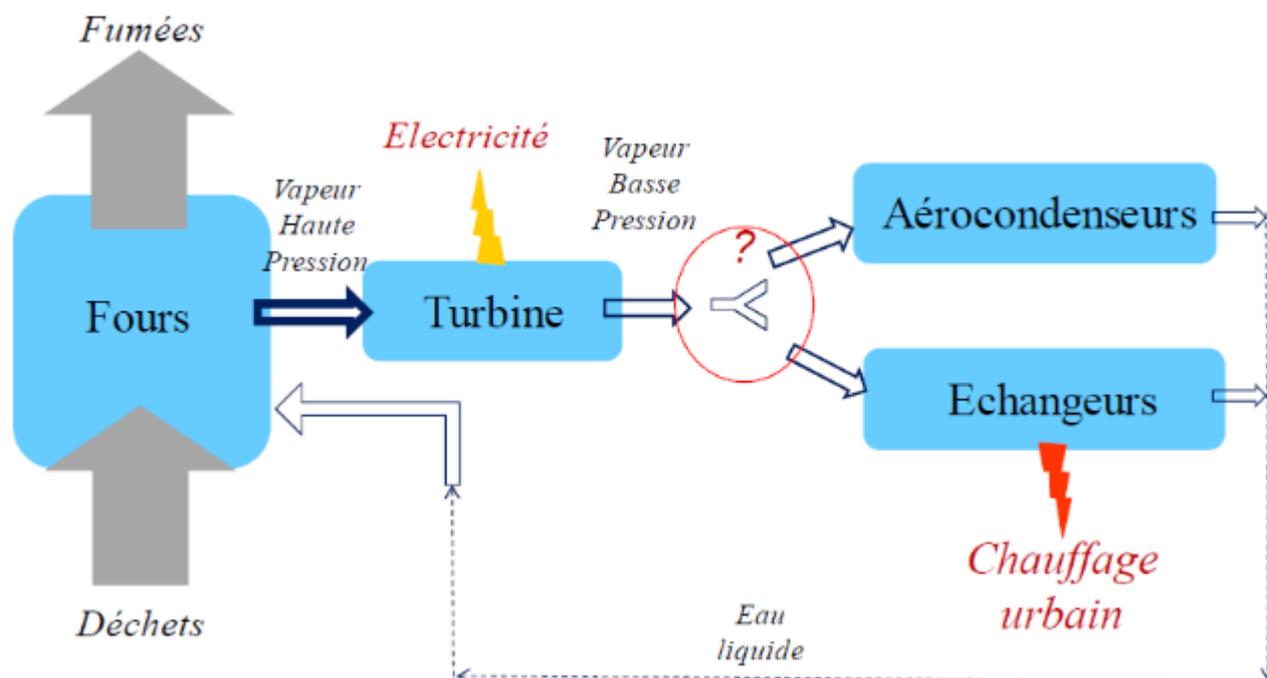


Figure 10. Valorisation ou dissipation de l'énergie produite par les fours. Source : Schéma directeur Explicit - 2012.

La bifurcation de la conduite vapeur basse pression en DN 600, illustrée ici par le « Y » n'est pas équipée en instrument de mesure ou de contrôle des débits. En l'absence de régulation, la vapeur n'est alors pas correctement valorisée en fonction des besoins du réseau de chaleur. Cette configuration n'est pas problématique dans la situation actuelle car le réseau appelle au maximum 16 MW, soit moins des deux tiers de la puissance disponible. A terme, la mise en place d'une régulation (Vanne 3 Voies) en fonction des besoins du réseau sera à envisager de manière à mieux valoriser la chaleur.

Une étude de performance énergétique a été réalisée, et a permis d'identifier différents scénarios permettant d'atteindre l'objectif de plus de 65% de valorisation énergétique. Les différents scénarios proposés sont les suivants :

- Scénario 1 : Remplacement du GTA à contre-pression par un GTA à condensation de 9,3 MW_e ;
- Scénario 2 : Scénario 1 + Augmentation du niveau de surchauffe de la vapeur + Récupération d'énergie sur les fumées ;
- Scénario 3 : Scénarios 2 + Remplacement du four-chaudière de la ligne 2 par un équipement à meilleur rendement.

Les puissances maximales disponibles pouvant être fournies par l'incinérateur dans les différents scénarios sans tenir compte du réseau actuel sont les suivantes :

- en maintenant le GTA actuel : 24,2 MW ;
- avec modification du GTA :
 - scénario 1 : 19,1 MW ;
 - scénario 2 : 20,8 MW ;

- scénario 3 : 22,0 MW.

Ces scénarios préconisent prioritairement la réalisation d'investissements sur l'usine d'incinération sans prendre en compte les capacités de développement du réseau de chaleur.

L'indicateur PE TGAP permet de déterminer la quantité de chaleur à valoriser pour pouvoir prétendre au statut de Centre de Valorisation Energétique. Les données de référence pour le calcul de la PE TGAP sont celles de 2014. Le cabinet Merlin fourni alors les données suivantes :

- en maintenant le GTA actuel : 120 000 MWh thermiques à valoriser, soit 95 400 MWh en plus des autoconsommations thermiques de l'incinérateur, estimées à 24 600 MWh et comptabilisables pour l'indicateur TGAP ;
- avec modification du GTA (scénario 1 EPE) : 58 000 MWh, soit 8 400 MWh en plus des autoconsommations thermiques de l'UVE, estimées après modification du GTA à 49 600 MWh, sont comptabilisables pour l'indicateur TGAP.

Les deux fours ne sont pas en permanence en fonctionnement, et font l'objet de plusieurs arrêts dans l'année pour maintenance (arrêts programmés) ou en cas de pannes (arrêts non programmés).

Le tableau suivant, fourni par le cabinet Merlin, reprend la disponibilité de chacune des deux lignes de traitement des déchets. Les 2 lignes n'étant pas identiques (la ligne 1 produit 56% de la vapeur et la ligne 2 44%), les heures de fonctionnement de chaque ligne ont été pondérées pour obtenir le ratio production vapeur globale mensuelle / production de vapeur globale maximale.

Valeurs 2014	Heures/mois	L1		L2		Production vapeur globale
		Heures de fonctionnement	Disponibilité	Heures de fonctionnement	Disponibilité	
janvier	744	744	100%	533	72%	87%
février	672	661	98%	672	100%	99%
mars	744	709	95%	521	70%	84%
avril	720	588	82%	274	38%	62%
mai	744	736	99%	720	97%	98%
juin	720	717	100%	720	100%	100%
juillet	744	744	100%	711	96%	98%
août	744	558	75%	616	83%	78%
septembre	720	605	84%	720	100%	91%
octobre	744	708	95%	617	83%	90%
novembre	720	720	100%	518	72%	88%
décembre	744	654	88%	574	77%	83%

Figure 11. Disponibilité des lignes d'incinération et production de vapeur. Source : Cabinet Merlin.

Ces chiffres de 2014 sont globalement semblables d'une année sur l'autre. Ils présentent bien :

- L'arrêt des deux fours pour maintenance complète de l'usine en Avril de chaque année ;
- La maintenance périodique du four 1 en Août (ou Septembre suivant années) et du four 2 en Novembre (ou Octobre suivant années) ;
- La très bonne disponibilité (>90%) sur les mois de Février, Mai, Juin, Juillet, Septembre et Octobre.

Les périodes d'arrêts techniques programmés pour le four 2 en Octobre ou Novembre et pour les deux fours simultanément en Avril ne correspondent pas avec les besoins d'un réseau de chaleur. En effet, ces arrêts conséquents interviennent quand les besoins en chaleur en mi-saison peuvent être importants en raison des conditions climatiques, les installations de chauffage étant en service.

En fonction des besoins qui seront déterminés dans la suite de l'étude, la modification de ces périodes de maintenance devra être envisagée en vue de diminuer les appoints par énergies fossiles et de maximiser le taux d'EnR&R du réseau. Il sera alors conseillé d'effectuer :

- La maintenance simultanée des deux fours au cours de la période de fourniture minimale de chaleur, soit l'été ;
- Les maintenances séparées en mi-saison (Avril-Mai et/ou Septembre-Octobre) ;

Ces modifications permettront d'avoir une puissance disponible maximale au cours des mois d'hiver qui présentent les plus forts besoins.

6.1.2. *Chaufferie réseau de chaleur*

Le schéma de principe du fonctionnement est le suivant et est repris en annexe au rapport :

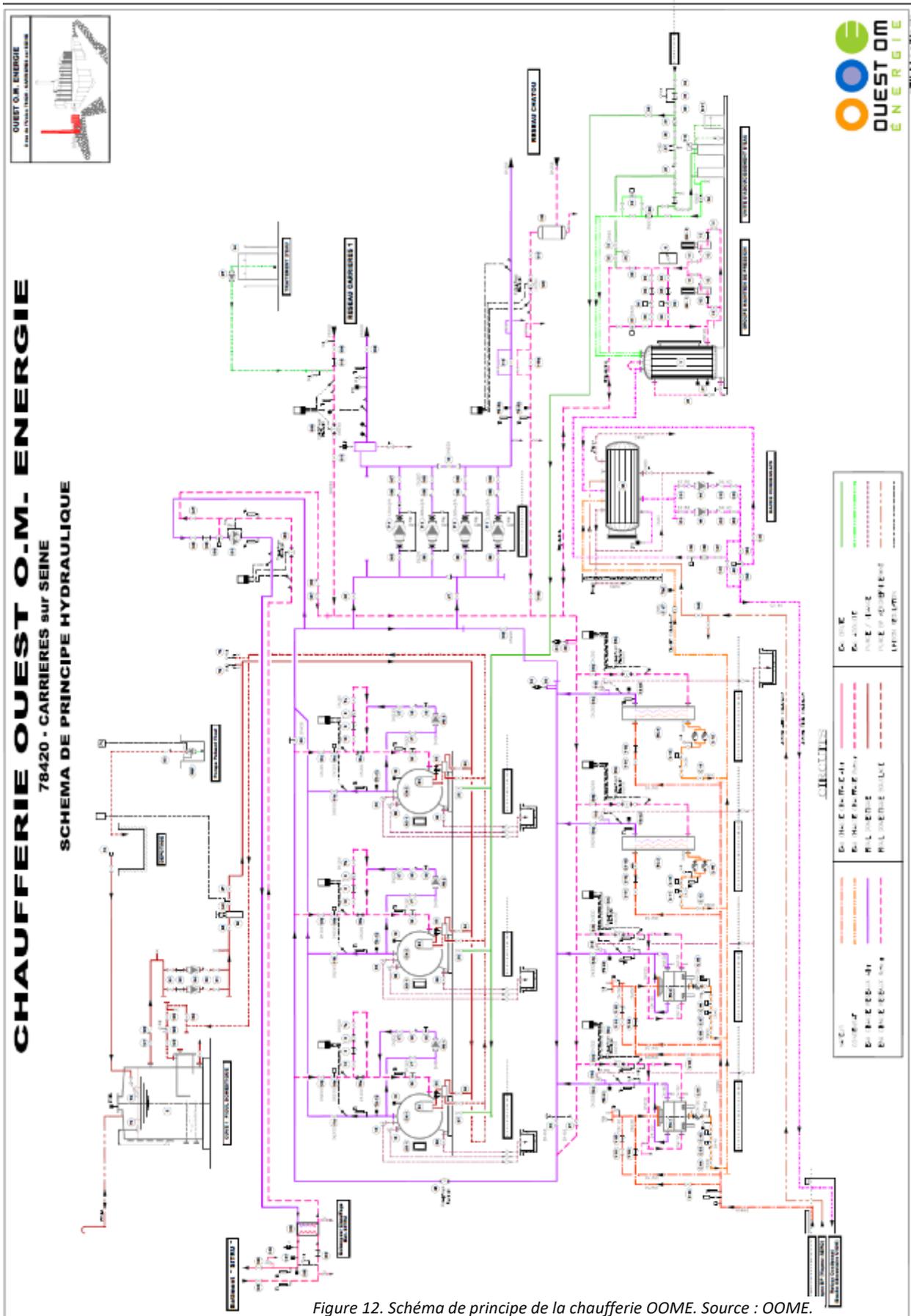


Figure 12. Schéma de principe de la chaufferie OOME. Source : OOME.

Echangeurs vapeur UIDND

Quatre échangeurs vapeur/eau chaude permettent de récupérer une partie de la vapeur de l'UIDND pour réchauffer l'eau du réseau de chaleur :

- 2 échangeurs SAKKARAH XPS 150-256H11 de 2013 de 10 MW unitaire. Ils suffisent à alimenter le réseau dans son état actuel jusqu'à une température extérieure de -7°C.
- 2 échangeurs COLLARD & TROLLARD EVS 600/28 de 1988 de 7 MW unitaire, leur puissance réelle étant inférieure (estimé à 3,5 MW par OOME) en raison du mauvais dimensionnement par rapport à la vapeur livrée. Ils sont conservés en secours.

Ces échangeurs sont alimentés depuis l'UIDND par une canalisation vapeur de DN600, à une température de 128 °C. Un compteur de chaleur est présent sur chaque échangeur. L'ensemble a une puissance d'environ 27 MW tandis que seulement 24,2 MW sont disponibles. L'eau du réseau peut être chauffée au maximum à 109°C. Dans un souci d'optimisation de l'énergie, le délégataire se limite actuellement, sauf problème sur le réseau, à un départ à 95°C par -7°C extérieur.



Figure 14 : Echangeur vapeur de 2013. Source : Itherm Conseil.



Figure 13. Echangeurs vapeur de 1988 (conservés en secours). Source : Itherm Conseil

Les équipements sont en bon état de fonctionnement. Le remplacement des 2 échangeurs de 1988 par un échangeur mieux dimensionné de 4,2 MW pourrait être envisagé.

Chaudières de secours

Les chaudières de secours sont situées dans le même local que les échangeurs vapeur. La chaufferie est composée de :

- 3 chaudières Guillot TotalTub S8800 de 1988 ;
- 3 brûleurs bas-NOx Weishaupt RGL 70/2-A mixte gaz naturel/fioul domestique remplacés en 2014 lors du changement de combustible de fioul lourd à fioul domestique.



Figure 15 : Chaudières et brûleurs des chaudières de secours. Source : Itherm Conseil.

Deux chaudières sont utilisées en hiver et une seule en été, la dernière étant présente uniquement en secours des deux autres.

Les équipements sont récents et en bon état de fonctionnement. La puissance installée est de 27 MW, la chaufferie est donc classée ICPE soumise à autorisation (au-dessus de 20 MW). Les chaudières servent de secours et ne sont mises en service que dans les cas suivants :

- Entretien des fours de l'UIDND ;
- Réalisation des contrôles de combustion réglementaires, une fois par an.

La cuve fioul est située à côté de la chaufferie en semi-enterrée, dans un local correctement ventilé. Elle a une capacité de 100 m³ et n'est pas classée.

Départs réseaux

Les départs vers les deux réseaux, Chatou et Carrières-sur-Seine/Houilles, se font depuis la chaufferie de façon indépendante :

- 2 pompes SALMSON N125-400 pour le réseau Chatou permettant de débiter 300 m³/h chacune, de hauteur manométrique jusqu'à 100 mCE;
- 1 pompe SALMSON N125-400 permettant de débiter 300 m³/h et 1 pompe KSB ENT 150-125-400 de 2015 permettant de débiter 170 m³/h pour le réseau Carrières-sur-Seine et Houilles, de hauteur manométrique jusqu'à 100 mCE;
- 1 vanne d'isolement, pour reconnecter les deux réseaux en cas de nécessité.



Figure 16 : Pompes réseaux. Source : Itherm Conseil.

En l'état actuel du réseau, une pompe est suffisante pour chaque réseau. Une permutation est faite régulièrement pour assurer un vieillissement simultané. Les équipements sont en bon état.

La température de départ réseau est régulée en fonction de la température extérieure avec un maximum de 109°C. Dans un souci de meilleure gestion de l'énergie et de diminution des pertes, cette température est rarement atteinte, le délégataire cherchant à avoir une température maximale de 95°C en départ en vue de diminuer les pertes.

Alimentation électrique de la chaufferie

Comme décrit précédemment, la chaufferie est alimentée par l'électricité produite par le groupe turbo-alternateur de l'usine d'incinération ou par le raccordement au réseau ErDF quand le GTA est à l'arrêt. La chaufferie du réseau de chaleur n'est donc pas raccordée directement au réseau de distribution d'électricité.

Lors de la maintenance annuelle sur le transformateur électrique de l'usine (environ 1 jour par an), la chaufferie n'est alors plus raccordée au réseau électrique, et le fonctionnement du réseau de chaleur nécessite la mise en place d'un groupe électrogène (fournis par SUEZ).

6.2. Distribution

Le réseau dessert environ 3 841 logements à travers 30 sous-stations situées sur trois communes : Chatou, Carrières-sur-Seine et Houilles. L'UIDND et la chaufferie de secours sont situées sur les communes de Chatou et Carrières sur Seine. Il y a donc 2 branches du réseau :

- 1 branche qui alimente les sous-stations situées sur Chatou (en bleu sur la carte présentée sur la page suivante) ;
- 1 branche qui alimente les sous-stations situées sur Carrières-sur-Seine (en orange) et qui a été prolongée vers Houilles (en rouge).

Les caractéristiques des branches sont détaillées dans le tableau ci-dessous :

Branches	Chatou	Carrières-sur-Seine	Houilles
Longueur	4360 m	2760 m	1129 m
Diamètre départ chaufferie	DN 350	DN 200	DN 200
Matériaux	Acier	Fonte	Acier
Année	2009	1988	2014
Nombre d'abonné	18	9	3
Puissance souscrite	13 MW	8 MW	2 MW

Figure 17. Caractéristique des branches du réseau de chaleur du SITRU.

Le diamètre de l'extension vers Houilles a été surdimensionné par rapport aux besoins réels des 3 sous-stations desservies. Ce surdimensionnement est dû à l'anticipation de futures extensions en direction du Centre-Ville de Houilles. Il participe en partie aux fortes pertes de cette branche globale qui entraîne un faible rendement.

La branche de Carrières-sur-Seine date de la construction du réseau et est réalisée dans les mêmes matériaux que l'ancienne branche de Chatou qui posait problème. Il y a donc un risque sur cette portion, qu'il faudra remplacer dans quelques années. Ce remplacement de tronçon permettra lui aussi d'améliorer le rendement de la branche.

La densité linéaire du réseau (environ 4,5 MWh/ml au global du réseau) est assez faible par rapport à la moyenne de l'Ile-de-France située autour de 7 à 8 MWh/ml.

La répartition des sous-stations sur le réseau est schématisée ci-dessous :

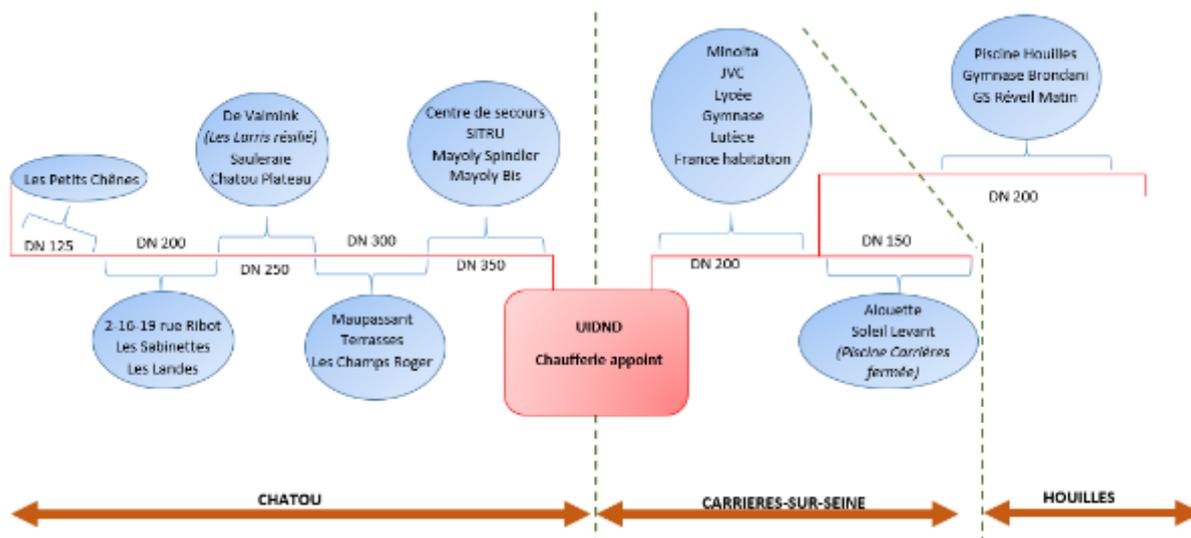


Figure 19 : Synoptique de distribution du réseau de chaleur. Source : Itherm Conseil.

6.3. Sous-stations

6.3.1. Liste des abonnés

Au 31 décembre 2016, les abonnés au réseau de chaleur et leurs principales caractéristiques de raccordement sont les suivantes :

n°	Nom	Ville	Maitre d'ouvrage	Nb de logements ou éq-lgt	Surface (m ²)	ECS	Puissances installées (kW)	Puissances souscrites (kW)
1	Clos des 100 Arpents	Carrières	France Habitation	163	11 600	Oui	1 650	1 350
2	SOLEIL LEVANT	Carrières	Copropriété	109		Oui	1 250	1 000
3	Cité du Petit Bois	Carrières	France Habitation	608	42 200	Oui	6 000	2 507
4	LYCEE Pierres Vives	Carrières	Région IdF	137,5		Oui	1 100	580
6	GYMNASE Pierres Vives	Carrières	Ville de Carrières	30		Oui	300	250
7	G.S. Les Alouettes	Carrières	Ville de Carrières	60		Oui	800	760
8	MINOLTA	Carrières	MINOLTA	80		Non	750	600
9	DE VLAMINCK	Chatou	Copropriété	160	11 500	Non	1 100	940
11	LA SAULERAIE	Chatou	Copropriété	24		Non	240	190
12	LES CHAMPS ROGER	Chatou	Copropriété	452	27 900	Oui	4 600	2 670
13	CHATOU PLATEAU	Chatou	Copropriété	240	15 400	Non	1 700	1 082
14	LES LANDES	Chatou	Logement Francilien	286	21 000	Oui	2 400	1 570
15	LES SABINETTES	Chatou	Logement Francilien	211	13 000	Non	1 600	730
16	LES PETITS CHENES	Chatou	Copropriété	138	11 100	Oui	1 300	1 245
17	LES TERRASSES	Chatou	Copropriété	118	7 000	Oui	1 500	540
18	MAUPASSANT	Chatou	Copropriété	63	5 500	Oui	1500	482
19	MAYOLY BIS	Chatou	Labo. Mayoly Spindler	56,25		Oui	450	300
20	MAYOLY SPINDLER	Chatou	Labo. Mayoly Spindler	225		Oui	1 800	1 377
21	SABRE	Chatou	Société Sabre	25		Non	150	130

n°	Nom	Ville	Maitre d'ouvrage	Nb de logements ou éq-igt	Surface (m ²)	ECS	Puissances installées (kW)	Puissances souscrites (kW)
22	Emmaüs	Chatou	Communauté Emmaüs	31,25		Non	250	200
23	CENTRE DE SECOURS	Chatou	SDIS 78	81,25		Oui	650	550
25	2 Rue RIBOT	Chatou	Les Résidences Yvelines - Essonne	12		Non	100	100
26	16 Rue RIBOT	Chatou		16		Non	100	100
27	19 Rue RIBOT	Chatou		52		Non	650	350
28	Holding Trophy - JVC	Carrières	SAS Holding Trophy	106,25		Non	850	750
29	CTM Cuisine Centrale	Chatou	Ville de Chatou	81,25		Non	650	420
30	PISCINE Houilles	Houilles	CASGBS	162,5		Oui	1 300	1 300
31	GS du Réveil Matin	Houilles	Ville de Houilles	77,5		Oui	620	620
32	Gymnase BRONDANI	Houilles	Ville de Houilles	31,25		Oui	250	250
33	Bureaux SITRU	Carrières	SITRU	3,88		Non	31	31
TOTAL RESEAU				3 841	166 200		35 641	22 974

Figure 20. Abonnés et caractéristiques de raccordement au réseau de chaleur du SITRU.

Ce réseau de chaleur présente la particularité d'avoir une grande diversité de type d'abonné. Le graphique suivant reprend le poids de chaque typologie d'abonné en fonction de leur puissance souscrite :

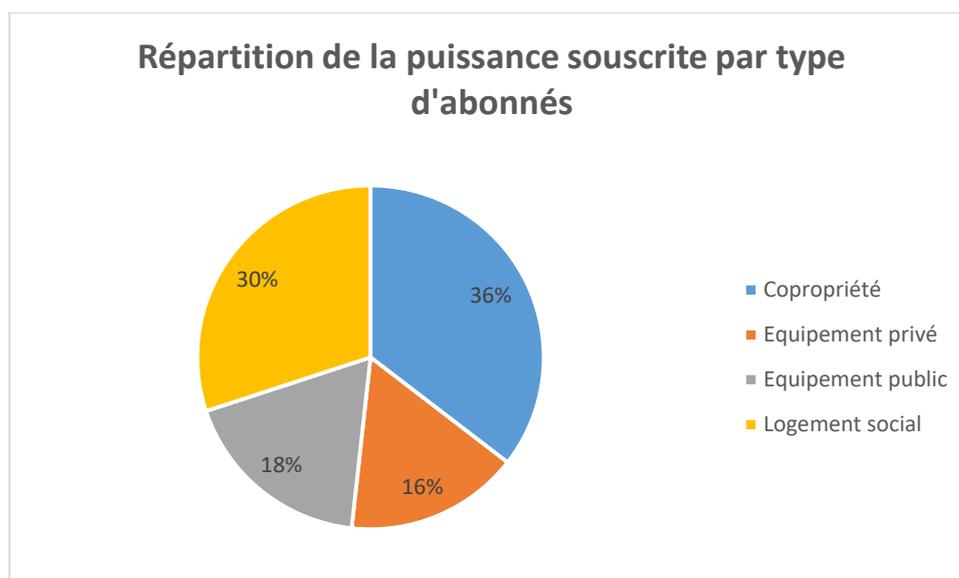


Figure 21. Répartition de la puissance souscrite suivant la typologie d'abonnés

Cette diversité s'explique :

- Par la localisation du réseau dans une zone relativement industrielle permettant le raccordement de bâtiment tertiaire/laboratoire
- Par la faible proportion de bailleurs sociaux sur les communes desservies, avec prédominance des copropriétés.

Il est à noter aussi qu'il y a eu une baisse des puissances souscrites entre 2015 (24 644 kW) et 2016 (22 974 kW) dans le cadre des renégociations des clauses Rf des polices d'abonnement de 2 abonnés.

6.3.2. Installations en sous-stations

Dans le cadre de la présente étude, des visites ont été réalisées en novembre 2016 sur 6 sous-stations du réseau de chaleur du SITRU afin de faire un état des lieux des équipements en place :

- Sous-station 2 – Soleil Levant
 - o 3 bâtiments alimentés en chauffage et ECS avec un échangeur, les trois anciennes chaudières sont toujours présentes
- Sous-station 11 – La Sauleraie
 - o Résidence alimentée uniquement en chauffage par le réseau de chaleur ;
- Sous-station 12 – Les Champs Roger
 - o 12 bâtiments alimentés en chauffage et ECS à partir de 2 échangeurs de chaleur ;
- Sous-station 16 – Le Petit Chêne
 - o 7 bâtiments alimentés en chauffage et ECS avec le réseau ;
- Sous-station 31 – Groupe scolaire du réveil Matin
 - o Ecole raccordée en 2014, ancienne chaudière gaz conservée ;
- Sous-station 32 – Gymnase Brondani
 - o Sous-station partagée avec le numéro 31, installations secondaires dans un autre local.

Durant la visite des installations, il a pu être constaté que l'ensemble des installations des sous-stations était en bon état de fonctionnement et correctement renouvelé.

Les prestations du délégataire s'arrêtent aux vannes aval des échangeurs primaires. Certaines installations secondaires sont à la charge d'Engie, dans le cadre d'un contrat d'exploitation passé directement avec les abonnés. Pour ces sous-stations, il a été constaté que les limites de prestations sont assez mal définies techniquement, et le personnel est mutualisé avec le réseau de chaleur.

Les équipements présents dans chaque sous-station et biens de retour de la délégation sont les suivants :

- Un ou deux échangeurs primaires, en grande majorité calorifugés. La sous-station dispose de deux échangeurs lorsque la puissance installée est importante ;
- Pompe de charge lorsque besoins ;
- Vannes d'arrêt, robinets de réglage et de by-pass, filtres ;
- Vannes de régulation, servomoteurs,
- Compteur de chaleur : Intégrateur et mesureur ;
- Automate SOFREL ;

Une pré-régulation est présente sur certaines sous-stations, notamment lorsque les émetteurs de chauffe sont des panneaux de sol.

Des modules de Gestion Technique Centralisée (GTC) SOFREL sont en cours d'installation sur l'ensemble des sous-stations, un déploiement qui sera achevé d'ici la fin de la DSP.

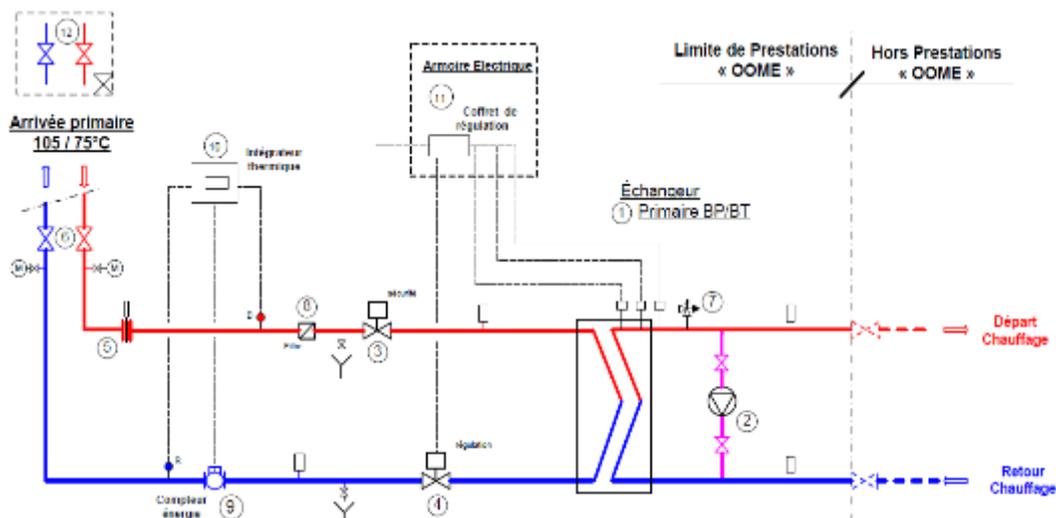

**SCHÉMA DE PRINCIPE DE FOURNITURE
 DE CHALEUR
 (Basse Pression et Basse Température)**


Figure 22 : Schéma de principe d'une sous-station avec un échangeur. Source : OOME

Même pour les sous-stations pour lesquelles il y a livraison de chaleur pour la production de chauffage et d'ECS, un seul échangeur est installé, servant pour les deux usages. La production d'ECS se fait alors sur le réseau secondaire directement. Cela s'explique par la construction d'un réseau ne nécessitant pas forcément optimisation (contrairement au réseau de chaleur géothermique) et justifie qu'il n'y ait pas de comptage différencié entre la production d'ECS et celle de chauffage.

Les photographies suivantes montrent le bon état des installations primaires dans les sous-stations visitées.



Figure 23 : Installations primaires des sous-stations 31 et 32. Source : Itherm Conseil



Figure 25 : Automate en sous-station 11. Source : Itherm Conseil.



Figure 24. Deux échangeurs en sous-station 12. Source : Itherm Conseil.

6.3.3. Adaptation des puissances souscrites

Les graphiques ci-dessous représentent la part de chaque abonné par rapport à leur consommation et par rapport à leur puissance souscrite :

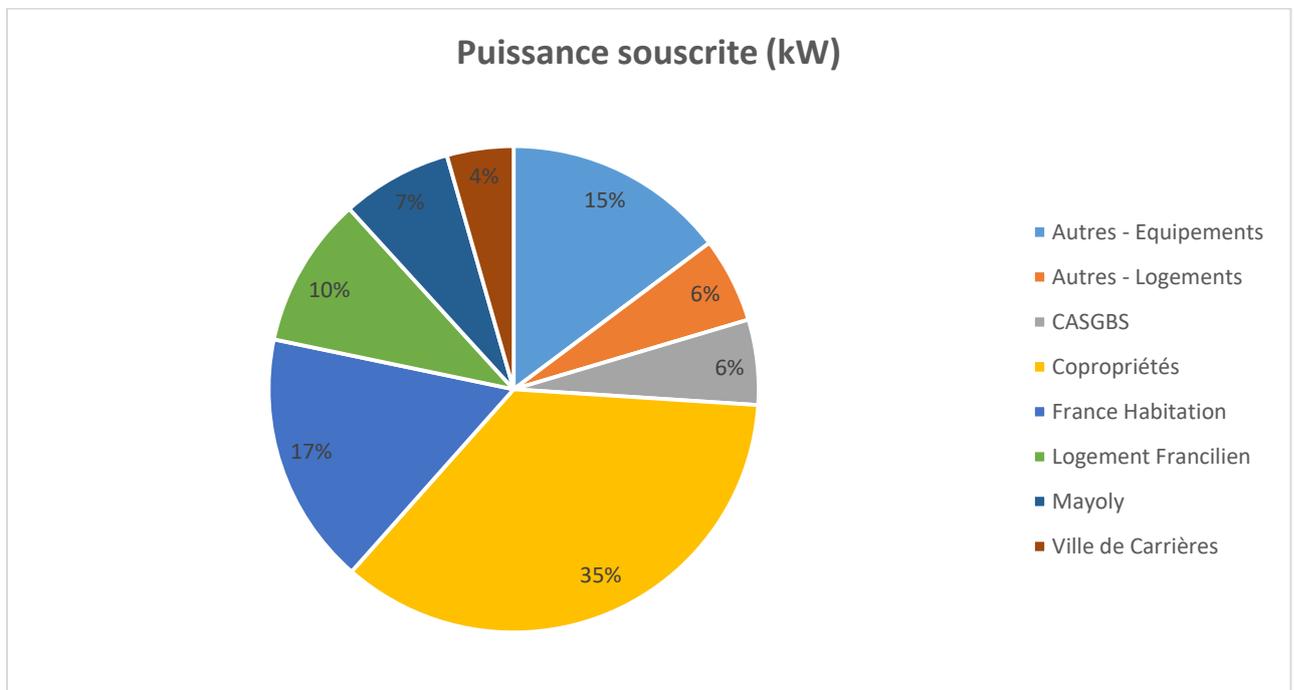


Figure 26. Répartition de la puissance souscrite par abonnés.

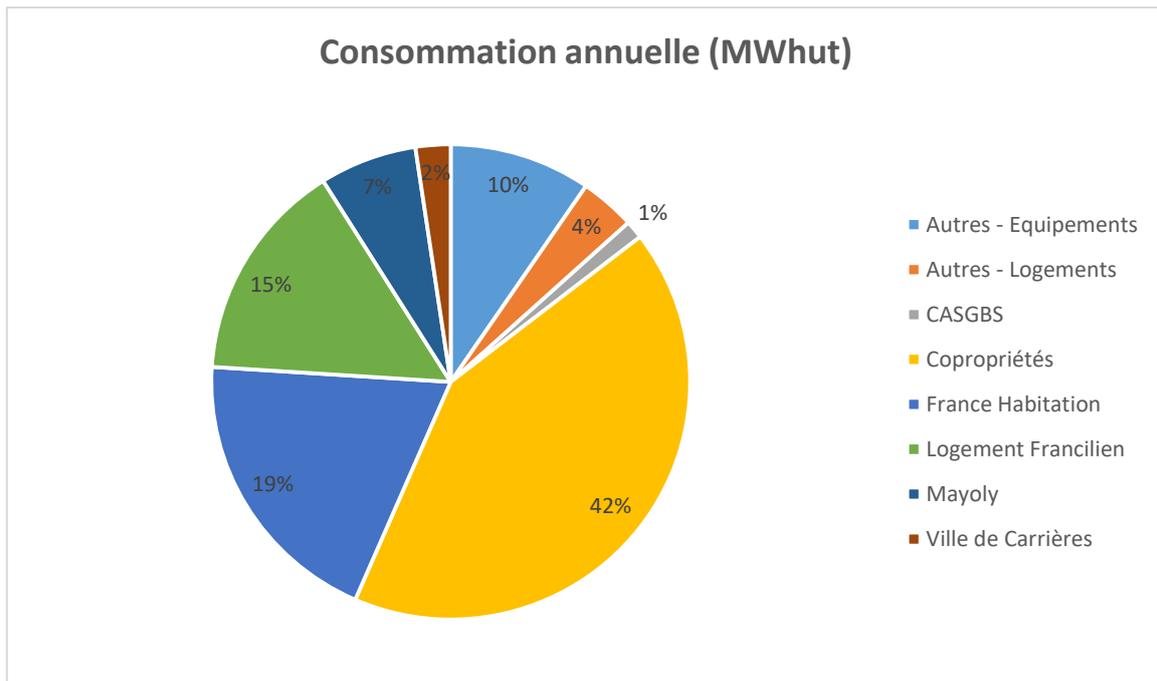


Figure 27. Répartition des consommations par abonnés.

La comparaison de ces deux graphiques montre que dans l'ensemble :

- Les équipements ont une consommation plus faible par rapport à leur puissance souscrite ;
- Les logements ont au contraire une consommation plus forte que leur part de puissance souscrite.

Ce phénomène s'explique par les appels de puissance différents en fonction de l'utilisation qui est faite de la chaleur, et donc de la typologie d'abonné. Ce constat influera sur le prix de la chaleur qui sera décrit par la suite.

7. Audit énergétique

Des compteurs sont présents sur chaque unité de production, de distribution et de livraison. Ils sont relevés mensuellement. Les données utilisées dans la présente étude sont celles qui ont été fournies par le SITRU sur les années 2014, 2015 et 2016.

7.1. Production

7.1.1. Mixité EnR&R

La production de chaleur est essentiellement assurée par les échangeurs grâce à la vapeur produite par l'UIDND et en secours par la chaufferie fioul :

Années	Prod. UIDND MWh _{ut}	Prod. FOD MWh _{ut}	Prod. totale MWh _{ut}	DJU	Mixité ENR&R
2016	41 000	930	41 930	2 453	97,9 %
2015	39 500	590	40 090	2 250	98,5 %
2014	40 500	700	41 200	2 050	98,3 %
Standard	39 620	830	40 450	2 300	98 %

Figure 28. Evolution de la mixité EnR&R au cours des derniers exercices.

Malgré une légère baisse du taux de couverture UIDND en 2016, elle reste supérieure à 97,5% sur les trois dernières années. Cette diminution s'explique par une plus forte rigueur climatique lors de l'arrêt des fours en 2016 (256 DJU en Avril 2016 contre respectivement 140 et 150 DJU en 2014 et 2015).

La modélisation du réseau nous donne la courbe monotone ci-dessous représentant les appels de puissance correspondant aux besoins (chauffage + ECS + pertes) des usagers du réseau :

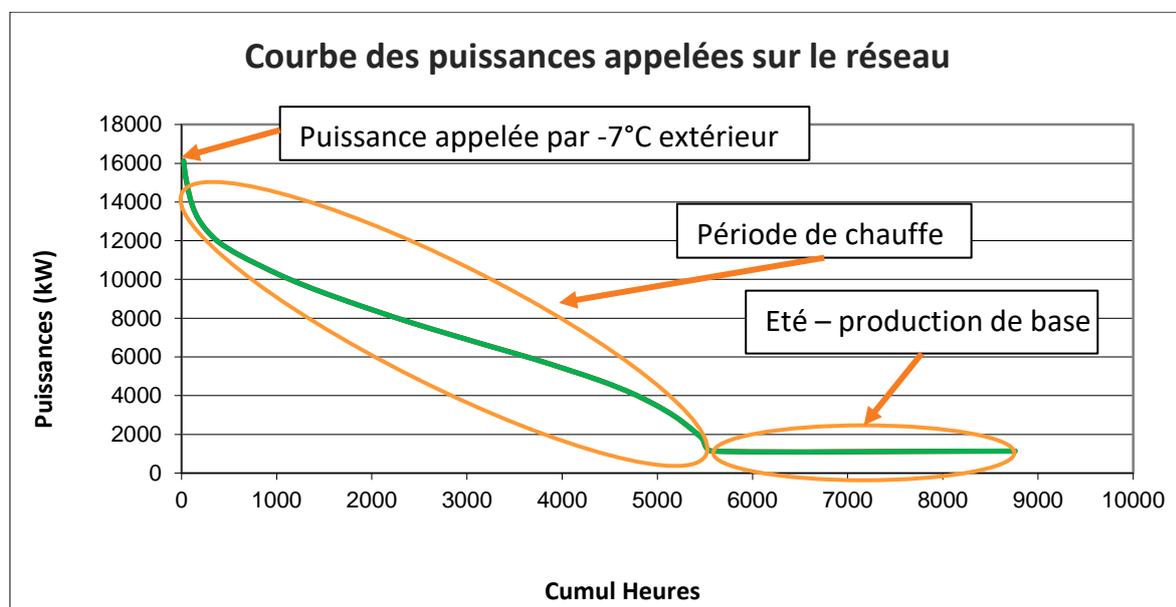


Figure 29. Monotone du réseau de chaleur actuelle.

La production de base correspond aux besoins ECS des abonnés, qui sont globalement constants sur l'année, et aux pertes thermiques.

La puissance maximale appelée en chaufferie est légèrement supérieure à 16 MW contre plus de 22 MW de puissances souscrites en sous-stations. Cette différence s'explique par le foisonnement sur le réseau de chaleur.

Au vu des 24,2 MW de puissance disponible en sortie d'incinérateur et de la puissance échangeur disponible (plus de 25 MW), on constate le fort potentiel de production par énergie renouvelable du réseau de chaleur. Des estimations de taille de réseau critique sont données dans la partie Intégration d'Énergies Renouvelables.

Pour valider cette modélisation, les quantités de chaleur produites mensuellement sont comparées à la répartition mensuelle obtenue par la modélisation.

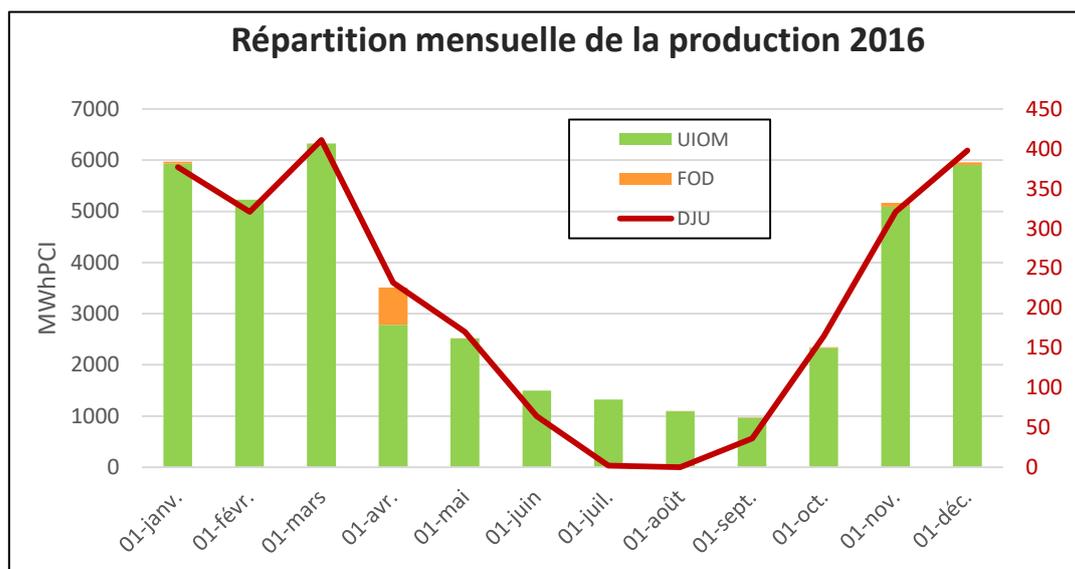


Figure 30. Productions mensuelles 2016 et rigueur climatique.

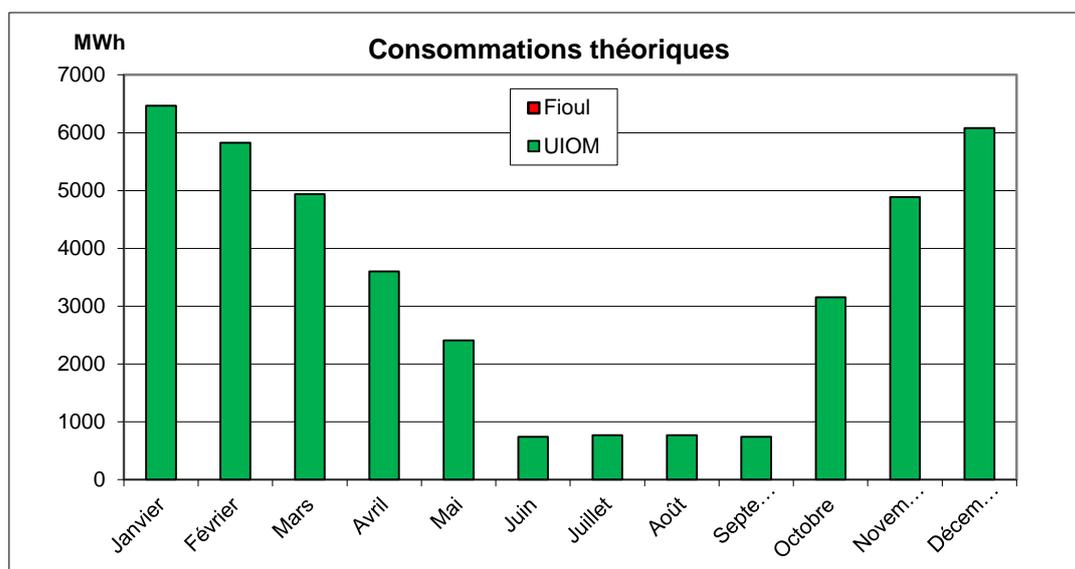


Figure 31. Production théorique mensuelle à rigueur climatique standard.

Les deux graphiques sont globalement cohérents, à la rigueur climatique près. Le premier graphique présente plusieurs éléments :

- Les quantités de chaleur produites suivent correctement la rigueur climatique (DJU), lors de la période hivernale ;
- La production fioul intervient quasi-uniquement au cours du mois d'avril, lors de l'arrêt complet de l'usine CRISTAL et en faible complément les autres mois.

Ce graphique montre le bon fonctionnement du réseau et confirme les explications précédentes.

7.1.2. Contenu CO₂ du réseau et quotas

Au cours des dernières années, le contenu CO₂ du réseau oscille autour de 0,007 kgCO₂/kWh livré, soit un des plus faible contenu en France. Ceci s'explique par l'utilisation d'énergie fossile uniquement en secours.

Années	Production UIDND MWh _{ut}	Production FOD MWh _{ut}	Emission de CO ₂ T	Contenu CO ₂ kg/kWh
2016	40 990	930	283	0,008
2015	39 500	590	207	0,006
2014	40 500	700	225	0,007

Figure 32. Evolution des émissions et contenu CO₂ du réseau de chaleur sur les derniers exercices.

Le contenu CO₂ du réseau est stable et bien inférieur au contenu d'une production de chaleur à 100% gaz, qui est de 0,240 kgCO₂/kWh.

Par ailleurs, la chaufferie OOME disposant d'une puissance supérieure à 20 MW, est soumise aux quotas de CO₂ et bénéficie en contrepartie d'une Taxe Intérieure sur les Consommations de Produits Energétiques (TICPE) minorée.

Les quotas alloués pour la période 2013-2020 sont mis ci-dessous en rapport avec les émissions présentées précédemment :

En T	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Quotas alloués origine	1 262	1 042	844	697	600	506	416	329
Quotas alloués révisés	1 262	1 042	211	174	150	126	104	89
Emissions		225	207	283				

Figure 33. Quotas alloués et émissions de CO₂.

Les quotas 2013-2014 ont été attribués suivant les émissions déclarées avant la mise en place des nouveaux échangeurs (en 2013), qui ont permis de monter la mixité énergétique de 94 à 98 % de chaleur de récupération. Ils sont ensuite adaptés en fonction de l'activité du site, et d'un benchmarking des installations équivalentes ce qui explique les nouvelles attributions depuis 2015.

Les émissions sont, depuis 2015, proches des allocations voir supérieures. De fait de l'augmentation de la contrainte sur l'ensemble des installations similaires, la valeur des quotas devrait rapidement augmenter entraînant un surcoût d'exploitation pour le réseau.

Il est à noter en parallèle que le délégataire, au cours des dernières années, a constitué un stock de quotas en fonction de ses attributions et de ses émissions réelles. Le tableau suivant, tiré du rapport annuel OOME retrace la valorisation de ce stock.

Exercice	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Allocation annuelle	2 193	2 193	2 193	2 193	2 193	1 262	1 041	211
Consommation	982	1 088	811	671	1 020	797	222	200
Solde	1 211	1 105	1 382	1 522	3	465	819	11
Achat	995	146	65	97	649			
Cession	585	146	65	97	649			
Solde	1 621	2 726	4 108	5 630	6 803	7 268	8 087	8 098

Figure 34. Suivi annuel de quotas de CO₂. Source : OOME via Naldeo.

L'utilisation et la valorisation de ces quotas à la fin de la délégation seront à réfléchir avec le délégataire avant la fin du contrat (transfert à l'exploitant futur, revente, utilisation...). Ces modalités de négociations sont prévues par l'avenant 12.

7.2. Livraison

Sur l'ensemble des sous-stations, 16 utilisent le réseau de chaleur pour produire de l'eau chaude sanitaire. Cette consommation n'est pas comptée séparément de la consommation chauffage, elle a donc été estimée à partir des consommations estivales pour la suite de l'étude.

Les consommations des dernières années ont été les suivantes :

En MWh ut	2014	2015	2016
Consommation Chauffage	23 652	24 672	28 244
Consommation ECS	8 047	8 146	8 620
Consommation totale	31 699	32 818	36 864
DJU (1^{er} Janv. – 30 Juin et 1^{er} Sept. – 31 Déc.)	2 050	2 250	2 453

Figure 35. Evolution des besoins du réseau de chaleur au cours des derniers exercices.

Les DJU repris correspondent à la période de chauffe définie au contrat de DSP.

Dans des conditions de rigueur climatique standard, les consommations suivantes ont été estimées :

Id	Nom Immeuble	Consommation chauffage (MWh)	Consommation ECS (MWh ut)	Consommation totale (MWh ut)
1	Clos des 100 Arpents	1 135	450	1 585
2	SOLEIL LEVANT	1 160	394	1 554
3	Cité du Petit Bois	3 651	1 822	5 473
4	LYCEE Pierres Vives	664	42	706
6	GYMNASE Pierres Vives	179	42	221
7	G.S. Les Alouettes	609	28	637
8	MINOLTA	771	0	771
9	DE VLAMINCK	2 159	0	2 159
11	LA SAULERAIE	229	0	229
12	LES CHAMPS ROGER	3 561	1 488	5 049
13	CHATOU PLATEAU	2 068	0	2 068
14	LES LANDES	2 640	1 114	3 754
15	LES SABINETTES	1 699	0	1 699
16	LES PETITS CHENES	1 484	574	2 058

Id	Nom Immeuble	Consommation chauffage (MWh)	Consommation ECS (MWh ut)	Consommation totale (MWh ut)
17	LES TERRASSES	867	460	1 327
18	MAUPASSANT	536	242	778
19	MAYOLY BIS	161	178	339
20	MAYOLY SPINDLER	1 359	688	2 047
21	SABRE	157	0	157
22	Emmaüs	239	0	239
23	CENTRE DE SECOURS	529	106	635
25	2 Rue RIBOT	77	0	77
26	16 Rue RIBOT	68	0	68
27	19 Rue RIBOT	339	0	339
28	Holding Trophy - JVC	936	0	936
29	CTM Cuisine Centrale	465	76	541
30	PISCINE Houilles	141	306	446
31	GS du Réveil Matin	213	60	273
32	Gymnase BRONDANI	45	27	72
33	Bureaux SITRU	11	0	11
TOTAL		28 151	8 097	36 247

Figure 36. Besoins de chaleur par abonnés en conditions standards.

Soit la répartition suivant les besoins présentée ci-dessous :

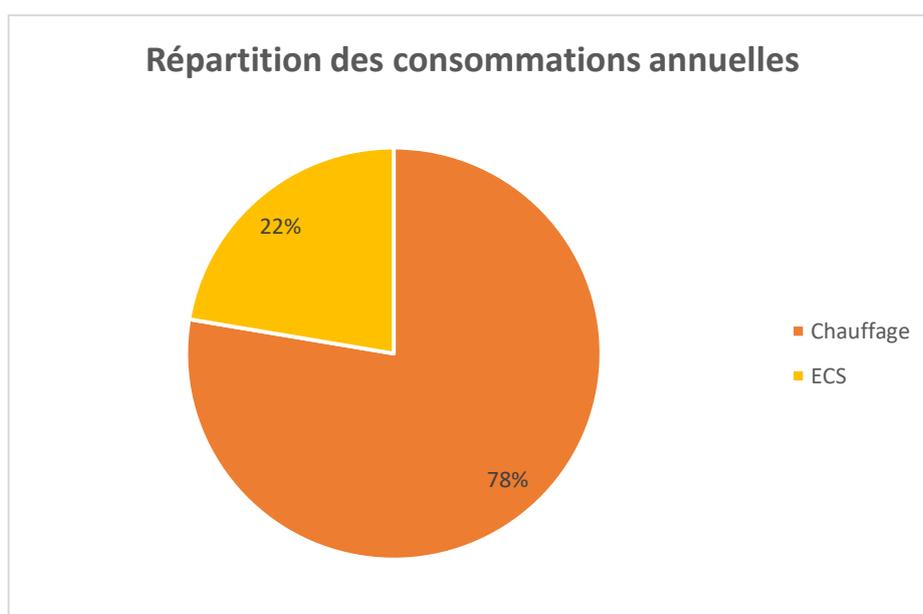


Figure 37. Répartition des besoins de chaleur entre production d'ECS et de chauffage.

Cette répartition correspond bien à une répartition moyenne entre les programmes de logements qui disposent d'une production d'ECS, mais également à la présence de bâtiments tertiaires et municipaux.

La répartition des consommations par typologie d'abonné est la suivante :

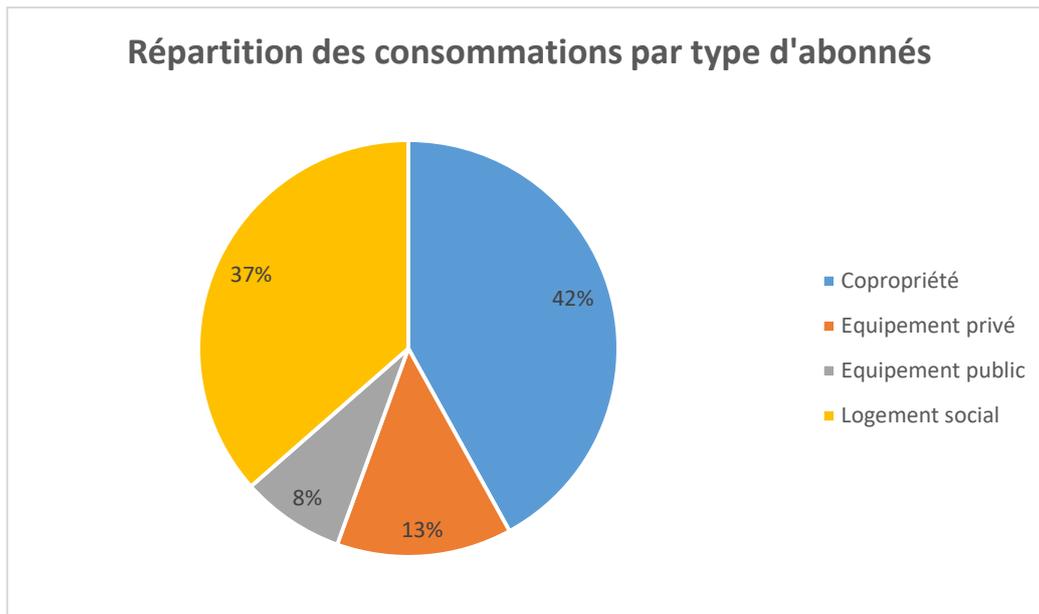


Figure 38. Répartition des consommations par typologie d'abonnés.

En comparant au graphique de répartition de la puissance souscrite par typologie d'abonné (voir 6.3.1 *Liste des abonnés*), on constate que les programmes de logement (copropriétés et logements sociaux) disposent d'une faible part de la puissance par rapport à leur part des consommations. Ceci s'explique par les besoins et usages différents, justifiant une puissance supérieure pour les équipements.

7.3. Distribution

La chaleur produite en chaufferie est transmise aux abonnés à travers le réseau de distribution sur les branches de Chatou et de Carrières-sur-Seine/Houilles, Houilles étant une extension de la branche Carrières-sur-Seine (Voir schéma de principe et plan 6.2).

Des compteurs de chaleurs sont installés au départ de chacune des branches, permettant ainsi de déterminer le rendement individuellement. Pour 2016, l'analyse est la suivante :

	Chatou	Carrières-sur-Seine	Houilles	Global réseau
Longueur (ml)	4 360	2 760	1 129	8 250
Consommation 2016 (MWh_{ut})	23 501	11 461	1 902	36 864
Poids dans le réseau	64 %	31 %	5%	
Départ réseau 2016 (MWh_{ut})	24 961	15 637		40 598
Densité linéaire (MWh_{livré}/ml)	5,4	3,4		4,4
Rendement du réseau	94,2 %	85,5 %		90,8 %

Figure 39. Caractéristiques des différentes branches du réseau.

On constate :

- Un très bon rendement de réseau sur la branche Chatou, s'expliquant par sa forte densité linéaire et le remplacement du feeder en 2009 par des canalisations en acier pré-isolé, permettant ainsi de limiter au maximum les pertes thermiques.
- Un rendement beaucoup plus faible sur l'autre branche s'expliquant :
 - o Par le surdimensionnement dans la situation actuelle de la branche Houilles et donc la faible densité linéaire de la branche complète ;
 - o Par l'ancienneté du feeder de la branche Carrières-sur-Seine et sa conception en fonte.

Globalement, le rendement de distribution du réseau de chaleur du SITRU est supérieur à 8 %, ce qui est habituel pour un réseau de des années 1970 – 1980 de cette densité.

Enfin, il existe un différentiel de quelques pourcents entre ce qui sort (théoriquement) des chaudières et échangeurs (présenté au paragraphe *Mixité EnR&R*) et la somme des départs réseaux, représentant environ 1 300 MWh soit 3%. Cette différence peut s'expliquer :

- Par un calcul légèrement faussé en sortie des chaudières, la production de ces dernières étant calculée avec un rendement théorique de 84% ;
- Des pertes interne à la chaufferie (réseau interne,...)

8. Audit économique

8.1. Structure tarifaire

En 1988, le délégataire fait état de difficultés à raccorder les prospects de la branche Chatou en raison de la chute des prix des énergies substituées fossiles. L'avenant 1 met alors en place des clauses tarifaires spécifiques pour favoriser le raccordement des prospects de cette branche (apparition des tarifs Rf et Rg) en contrepartie d'une diminution des redevances d'achat de la chaleur au SITRU.

Depuis 2016, les tarifs spécifiques Rf/Rg ont disparu et tous les abonnés sont facturés suivant une tarification binomiale standard dans les réseaux de chaleur :

$$R = r1 \times \text{Chaleur livrée} + r2 \times \text{Puissance souscrite}$$

Il sera fait la distinction dans la suite de l'analyse entre :

- les termes repris en minuscules ($r1$, $r2$), caractérisant des prix unitaires ;
- les termes en majuscules ($R1$, $R2$), correspondant à des montants de redevances à l'échelle de l'abonné ou du réseau complet.

Soit :

$$R1 = r1 \times \text{Chaleur livrée}$$

$$R2 = r2 \times \text{Puissance souscrite}$$

8.1.1. $r1$ – Élément proportionnel

Définition et révision

Le $r1$ est l'élément proportionnel (€/HT/MWh) représentant le coût des combustibles et sources d'énergies nécessaires pour assurer la fourniture de chaleur. Le terme $r1$ est décomposé en deux parties : UIDND et FOD.

$$r1 = (a r1_{UIDND} + b r1_{FOD})$$

Les termes a et b ne sont pas fixes, ils représentent la mixité énergétique réelle de l'année N-1. Une régularisation de la facturation de l'année N a lieu au début de l'année N+1 selon la mixité réelle de l'année. Cette mixité variable s'explique par l'absence de contrat liant OOME et SUEZ RV Energie directement, ne définissant ainsi pas d'engagement d'enlèvement et de vente.

La révision des termes $r1_{UIDND}$ et $r1_{FOD}$ est définie dans l'avenant 12 de la DSP, selon les formules suivantes :

$$r1_{FOD} = r1_{FOD0} \times \left[\frac{FOD C4}{FOD C40} \right]$$

$$r1_{UIDND} = r1_{UIDND0} \times \left[0,15 + 0,53 \frac{ICHT - IME}{ICHT - IME_0} + 0,15 \frac{FSD2}{FSD2_0} + 0,17 \frac{BT40}{BT40_0} \right]$$

La révision est réalisée tous les mois à la date de facturation.

Valeurs de base et indices de révisions : (valeurs août 2014)

$r_{1_{UIDND0}} = 34,82 \text{ €HT/MWh}$
 $r_{1_{FOD0}} = 83,41 \text{ €HT/MWh}$

Indice	Définition de l'indice	Valeur de base
FOD C4	Fioul Domestique	307,9
ICHT-IME	Coût horaire du travail dans l'industrie mécanique et électrique	113,8
FSD2	Frais et Services Divers 2	125,6
BT40	BTP - Chauffage Central (sauf chauffage électrique)	104,47

Figure 40. Indice de révision du R1.

Evolution

L'évolution du tarif R1 depuis Janvier 2015 est comparée à l'évolution du tarif de la molécule gaz servant principalement de référence depuis la dérégulation du marché (PEG Nord) :

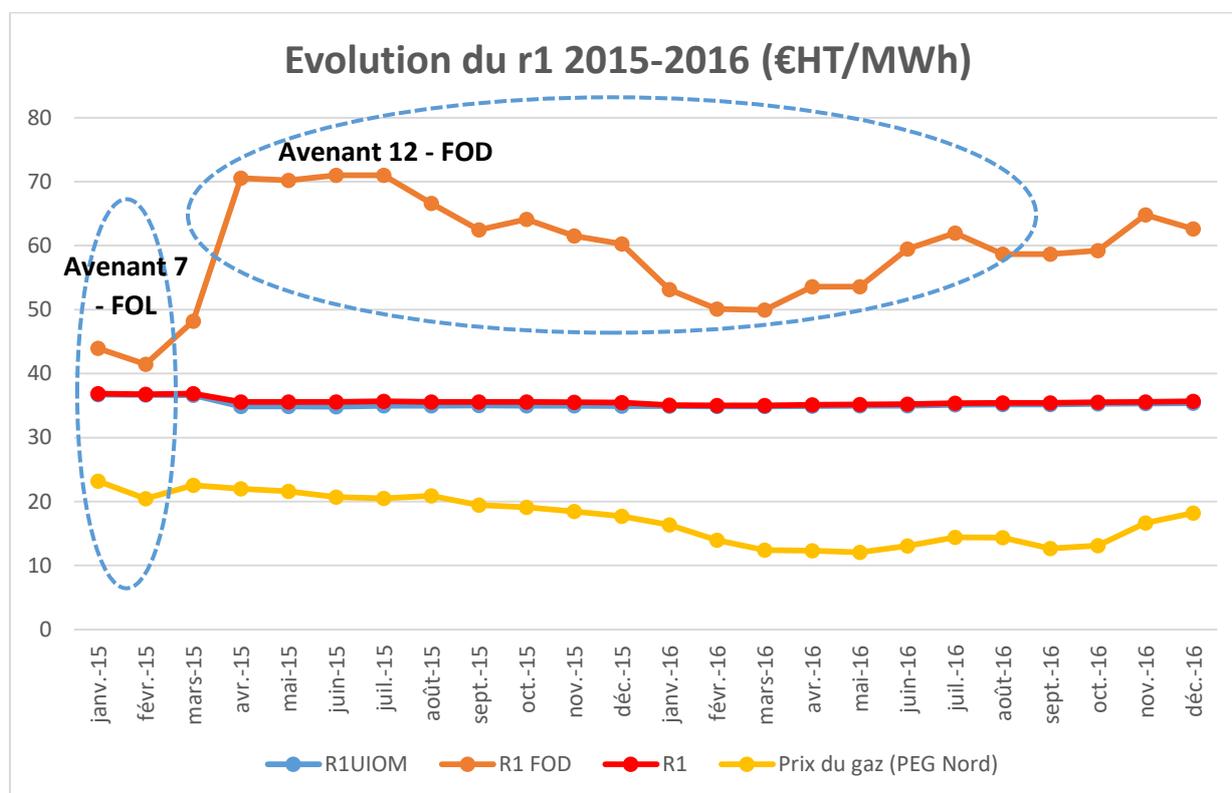


Figure 41. Evolution du R1 et du prix des énergies fossiles au cours des deux dernières années.

Le tarif R1 a légèrement baissé sur 2015 grâce à une diminution du tarif $r_{1_{UIDND}}$, qui représente entre 97 et 99 % du montant total r1.

Les fortes variations du prix du fioul, et en particulier le saut dû au passage du fioul lourd au fioul domestique n'ont pas eu d'impact sur le R1 grâce à son faible poids dans le mix énergétique.

On constate par ailleurs grâce à la comparaison avec le prix du gaz (il ne s'agit ici que du prix de la molécule, ne tenant pas compte de l'abonnement et des taxes), que :

- Le $r_{1_{FOD}}$ suit le marché du gaz et des énergies fossiles, traduisant une bonne révision de ce terme
- Le r1 global présente une très forte stabilité vis-à-vis des énergies fossiles grâce au $r_{1_{UIDND}}$ qui suit des conditions économiques indépendantes du marché des énergies fossiles.

8.1.2. r2 – Abonnement

Définition et révision

Le terme r2 est l'élément fixe (€HT/kW) ou abonnement, et couvre les prestations autres que la fourniture d'énergie.

Le terme r2 est facturé trimestriellement et révisé à la date de facturation, suivant l'avenant 9. La formule de révision est quant à elle définie dans l'avenant 7 :

$$r2 = r2_0 \times \left[0,05 + 0,37 \frac{ICHT - IME}{ICHT - IME_0} + 0,32 \frac{FSD2}{FSD2_0} + 0,26 \frac{BT40}{BT40_0} \right]$$

Il n'y a pas de décomposition du terme r2 au contrat de DSP qui permette une plus grande transparence en détaillant les termes couvrant :

- Les charges d'exploitation courantes (r22)
- Les charges de gros entretien et de renouvellement (r23)
- Les charges d'investissement et les subventions (r24 pour les investissements et r25 pour les subventions)

La mise en place de ce type de décomposition pourra être envisagée pour le prochain contrat.

Valeurs de base : (valeurs mars 2008)

$r2_0 = 44,79$ €HT/kW

Indice	Définition de l'indice	Valeur de base
ICHT-IME	Coût horaire du travail dans l'industrie mécanique et électrique	98,04
FSD2	Frais et Services Divers 2	116,3
BT40	BTP - Chauffage Central (sauf chauffage électrique)	89,87

Figure 42. Indices de révision du R2.

Evolution

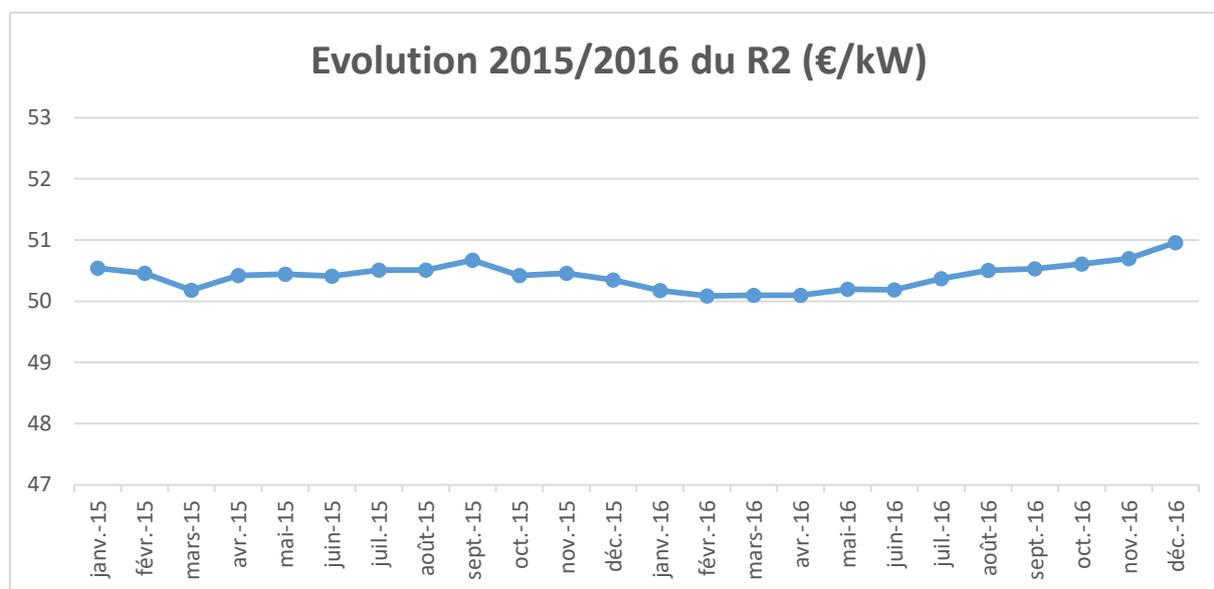


Figure 43. Evolution du R2 au cours des deux dernières années.

La variation du terme r2 est très faible, de l'ordre de 2% sur 2 ans, et dépend des indices de révision et donc des conditions économiques.

8.2. Prix moyen du réseau

8.2.1. Régime fiscal du réseau de chaleur

Les taux de TVA en vigueur à la date de la présente étude pour les réseaux de chaleur sont les suivants :

- TVA à 5,5% sur la partie proportionnelle R1 si le réseau est alimenté à plus de 50% par des EnR&R, 20% sinon ;
- TVA à 5,5% sur l'abonnement R2.

La mixité du réseau de chaleur du SITRU permet un taux de couverture en énergies renouvelables et de récupération supérieur à 50%, ce qui permet au réseau de bénéficier du taux de TVA réduit à 5,5% sur l'ensemble de la facture énergétique.

8.2.2. Prix de la chaleur

Le prix moyen du réseau correspond à l'ensemble des ventes de chaleur (R1 + R2) rapporté aux consommations réelles de chaleur.

	Consommation MWh	Vente de chaleur (R1+R2) €HT	Prix moyen de la chaleur €HT/MWh	Prix moyen de la chaleur €TTC/MWh
2014	31 699	2 335 528	73,68	77,73
2015	32 816	2 329 260	70,98	74,88
2016	36 864	2 457 700 (estimations)	66,67	70,34

Figure 44. Recettes de ventes de chaleur et prix de la chaleur moyen 2014 - 2016.

Le prix de la chaleur décroissant en fonction des années s'explique par la plus forte rigueur climatique. En effet, la part abonnement fixe est alors étalée sur des consommations plus importantes, faisant ainsi mécaniquement baisser le prix de l'unité de chaleur.

L'analyse suivante portera sur les chiffres 2015 qui sont consolidés. Par conséquent, elle exclut les résidences Logement Francilien, qui bénéficiaient encore d'un tarif Rf.

Il est important de différencier les abonnés logements des abonnés tertiaires. En effet, les appels de puissance ne sont pas les mêmes en raison des profils de consommations, et les puissances souscrites des abonnés tertiaires, à consommations identiques, sont donc supérieures, entraînant un prix de la chaleur plus important.

Le prix de la chaleur en 2015 est donc :

- Pour les logements : 70,51 €TTC/MWh, soit 66,84 €HT/MWh
- Pour les équipements : 98,35 €TTC/MWh, soit 93,23 €HT/MWh

Positionnement par rapport à d'autres réseaux de chaleur

L'association AMORCE réalise chaque année avec le SNCU (Syndicat National du Chauffage Urbain) une étude sur les prix de la chaleur des réseaux de chauffage urbain à l'échelle nationale.

Selon l'étude 2015, la moyenne nationale du prix pondéré du chauffage par réseau de chaleur (tout type d'énergie confondu) est de 68,30 €HT/MWh et 75,30 €TTC/MWh.

Concernant les réseaux de chaleur alimentés en majorité par des EnR&R, la moyenne nationale du prix de vente de chaleur en 2015 est de 65,60 €HT/MWh et 69,50 TTC/MWh.

Le positionnement du réseau de chaleur du SITRU par rapport aux moyennes nationales est repéré dans le graphique ci-dessous. L'énergie majoritaire utilisée est la chaleur de l'incinérateur, soit de la chaleur fatale.

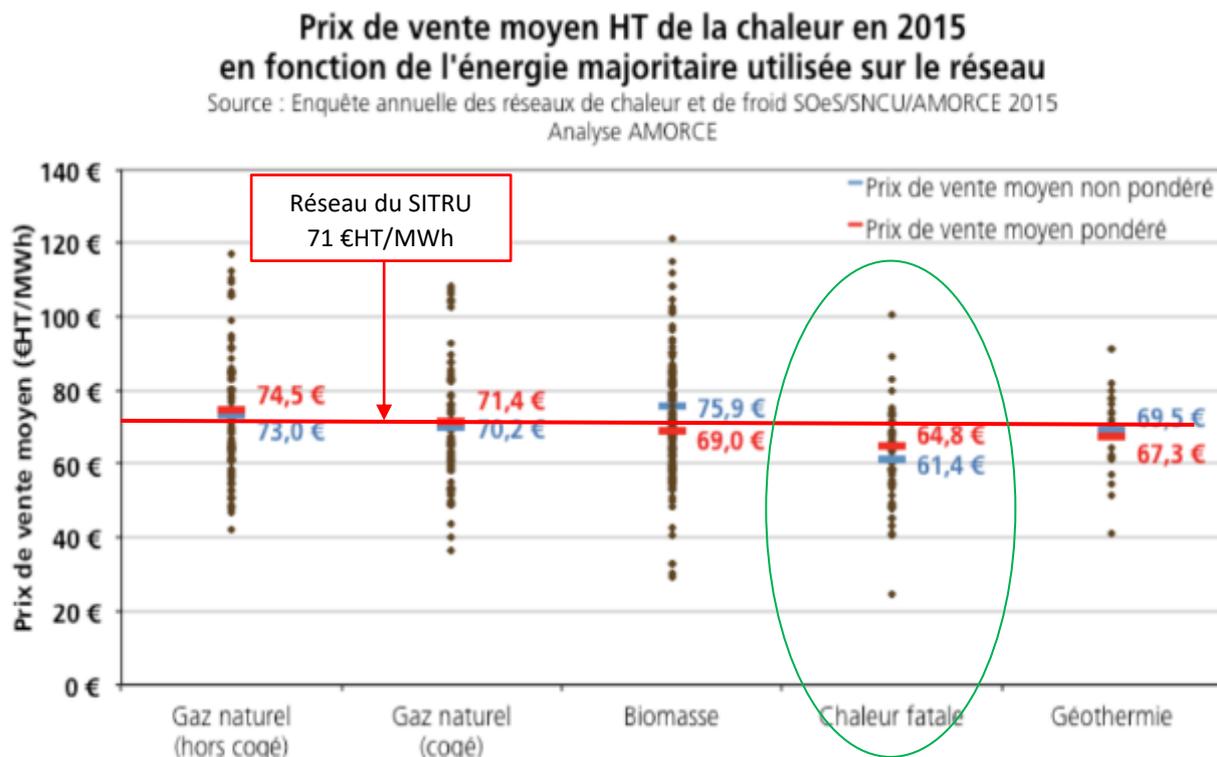


Figure 45. Positionnement du prix de la chaleur du réseau du SITRU par rapport aux autres réseaux de chaleur. Source : AMORCE et Itherm Conseil.

Le prix de la chaleur est élevé par rapport aux autres réseaux similaires, mais il reste compétitif par rapport aux autres types de réseaux de chaleur (gaz, biomasse, cogénération).

En raison des différences de TVA sur la part R1 en fonction du taux d'EnR&R, la comparaison toutes charges comprises doit aussi être réalisée. Cette comparaison est reprise sur la monotone présentée en haut de la page suivante.

Dans ce cadre, le réseau de chaleur du SITRU se situe alors juste à la moyenne nationale des réseaux de chaleur.

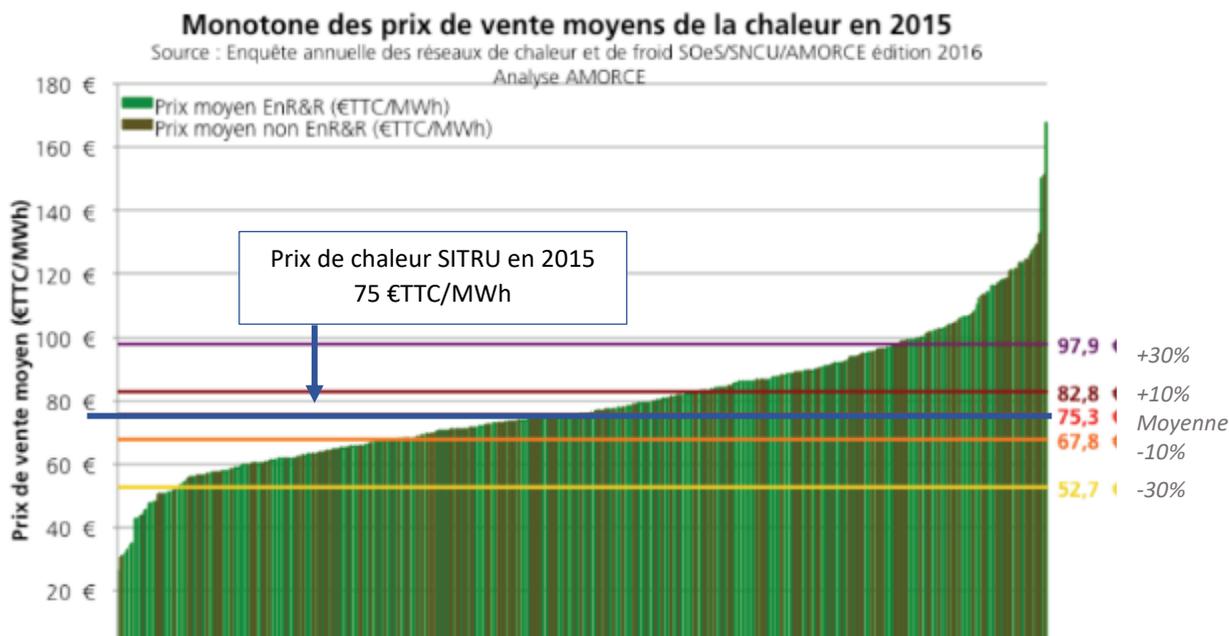


Figure 46. Positionnement du prix de la chaleur du réseau du SITRU en €/MWh. Source : AMORCE et Itherm Conseil.

8.2.3. Facture énergétique d'un logement type

La facture énergétique d'un logement type raccordé au réseau de chaleur est comparée à celle d'un logement alimenté par d'autres énergies primaires. La facture d'un abonné au réseau du SITRU est estimée à 780 € TTC par an pour un logement type du parc social de 65m², consommant environ 170 kWh/m².

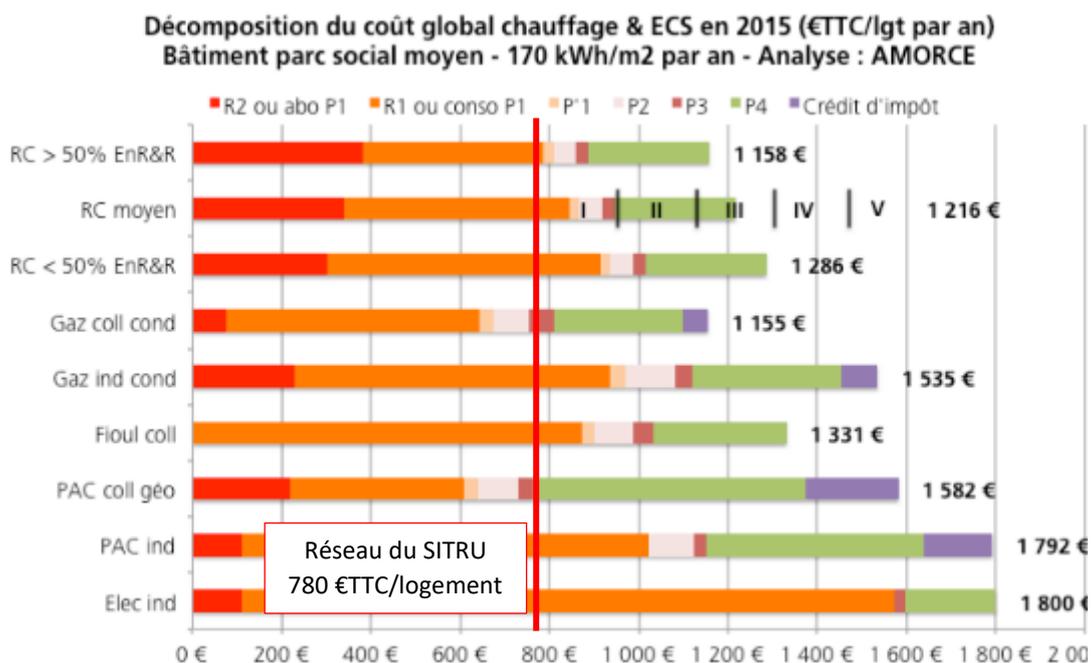


Figure 47. Positionnement de la facture énergétique d'un logement raccordé au réseau du SITRU. Source : AMORCE et Itherm Conseil.

Le réseau est compétitif par rapport au coût de la fourniture d'énergie (part R1/R2 et équivalent) d'autres solutions classiques. La solution gaz collectif est très avantageuse en 2015, en termes de facture énergétique, dû à un prix du gaz très bas, mais s'avère équivalent au chauffage urbain en coût global du chauffage.

8.3. Analyse du compte d'exploitation 2015

Le compte d'exploitation est fourni avec le rapport annuel. Pour la présente étude, la version consolidée par NALDEO dans le rapport de suivi de 2015 a été reprise.

Exercice	2014	2015
	€HT	€HT
R1 (combustibles)		
Achats fioul	71 433	46 867
Redevance achat chaleur SITRU	763 861	772 148
Redevance aux communes	46 751	44 955
Dépenses R1	882 045	863 970
Recettes R1	1 340 448	1 286 271
Régularisations R1	65 663	-65 448
Résultat R1C	524 066	356 853
Marge sur R1 chaud	37,3%	29,2%
R22 (conduite et entretien)		
Électricité motrice	16 495	12 006
Eau et traitement d'eau	1 343	708
Petit matériel et entretien	9 304	16 443
Autres fournitures	7 412	12 700
Personnel mis à disposition	223 496	227 803
Sous-traitances	24 987	72 469
Informatique et télécom	5 352	5 473
Assurances	8 791	7 063
Locations / Divers	5 564	6 101
Impôts et taxes	20 396	1 964
Redevances d'occupation	5 870	7 089
Provisions créances clients	-10 987	11 257
Quotas CO2	-72	392
Frais généraux	154 207	146 441
Dotations caducité	394 301	388 553
Dotations nouvelles immobilisations fin 2014		73 416
Dotations amortissements	22 928	26 912
Tvx gros entretien renouvellement (GER)	159 471	199 358
Dotations aux provisions GER	191 133	189 524
Reprises de provision GER	-159 471	-194 158
Dépenses R2	1 080 520	1 211 514
Recettes R2	995 080	1 042 989
Autres recettes	17 096	5 660
Droits de raccordement	964	11 571
Résultat R2	-67 380	-151 294
Marge sur R2	-6,7%	-14,3%
Résultats		
Charges financières	-5 250	-11 764
Résultat avant IS	451 436	193 795
Idem, hors provisions GER	483 098	189 161
Impôts sur les bénéfices	155 430	66 725
Résultat après IS	296 006	127 070

Figure 48 : Compte d'exploitation 2015. Source : NALDEO – Rapport de suivi 2015

8.3.1. R1 – Charges et recettes combustible

Ce poste prend en compte les recettes proportionnelles aux ventes de chaleur (R1), et les dépenses de combustibles.

Charges proportionnelles aux ventes de chaleur

Le délégataire achète du fioul pour l'alimentation des chaudières en secours de l'usine d'incinération. En 2015, le délégataire a consommé environ 76 m³. Les charges représentent 47 k€, soit un prix moyen du fioul domestique estimé de 600 €/MWh_{PCI}, correspondant au marché des énergies fossiles. Il s'agit ici uniquement d'une estimation, la gestion des stocks de fioul pouvant entraîner de légères différences.

En contrepartie de la fourniture de chaleur en provenance de l'Usine CRISTAL, le délégataire verse une redevance au SITRU, le SITRU ayant acheté cette chaleur au délégataire de l'usine à environ 1,17 €/MWh.

En 2015, cette redevance est encore fixe à 772 k€ annuel, soit environ 20 €/MWh. Elle correspond à la redevance minimale définie à l'avenant 1 en raison de l'application toujours en vigueur pour 2 abonnés de la clause Rf.

A partir de 2016, suite à la disparition des tarifs Rf, cette redevance sera pour la première fois proportionnelle aux ventes de chaleur. L'avenant 13 définit un prix de base de la chaleur de 29,29 €/MWh (valeur fin 2015), représentant environ 1 200 k€ pour 40 GWh/an. Ce prix est révisé suivant des indices courant (coût du travail, service et chauffage collectif).

Il est à noter que ce prix de cession de la chaleur fatale est élevé, d'autant plus que l'architecture de la chaîne de valorisation de chaleur fatale fait que le délégataire de l'usine n'a pas à arbitrer entre la production d'électricité et la production de chaleur.

A titre de comparaison, les tarifs suivants sont pratiqués dans des situations similaires :

	Prix		
	Gammes	Prix (base) HT	Prix actualisé HT
SITRU		29,29 €/MWh	29,78 €/MWh
Réseau 1	< 53 GWh	9,22 €/MWh	10,48 €/MWh
	> 53 GWh	12 €/MWh	13,97 €/MWh
Réseau 2	phase 1	R1 = 21,51€/MWh R2 = élec + 20 811 €/HT /mois	
	phase 2	R1 = 14,47€/MWh R2 = élec + 23 085 €/HT /mois	
Réseau 3	< 70 GWh	11,54 €/MWh	27,12 €/MWh
	> 70 GWh	17,04 €/MWh	
Réseau 4	< 75 GWh	18 €/MWh	
	> 75 GWh	22 €/MWh	
Réseau 5	hiver	17€/MWh -3€ si prix baisse du prix du gaz > 20% (PEG)	
	été	9 €/MWh	
Réseau 6	< 130 GWh	25,5 €/MWh	
	> 130 GWh	+	

Figure 49. Benchmark des prix de chaleur fatale sur d'autres centres d'incinération des déchets. Source : Itherm Conseil.

Enfin, le délégataire doit verser, au titre de l'occupation du domaine public (passage des canalisations sous voirie), une redevance correspondant à 2% des ventes de chaleurs réalisées sur le territoire de chacun des communes desservies, soit en 2015 environ 45 k€. Cette redevance, bien que non liée au achat de combustible, est impactée dans le terme R1 car proportionnelle aux ventes de chaleur.

Recettes

Les recettes correspondent au terme r1 multiplié par les quantités de chaleur vendues au cours de l'exercice, ainsi qu'aux régularisations des années précédentes.

Pour l'exercice 2015, le délégataire indique des recettes R1 de l'ordre de 1 286 k€, pour une livraison de 32 818 MWh, soit un r1 de 39,2 €/MWh. Ce tarif est assez élevé par rapport au tarif unitaire r1 moyen situé autour de 35,9 €/MWh. Cette différence peut s'expliquer par la prise en compte de l'ensemble des recettes provenant des abonnés bénéficiant d'un tarif Rf dans le R1.

8.3.2. R2 – Charges et recettes d'entretien et de financement

Charges P2 d'entretien courant

Ce poste se décompose en plusieurs sous-postes. Les principaux sont les suivants :

- Personnel mis à disposition : 228 k€, représentant environ 6 €/MWh.
Comme le constate Naldeo dans son rapport 2015, ces charges paraissent relativement élevées pour la conduite simple d'un tel réseau (nombre de sous-station limité, pas de moyens de production nécessitant une intervention fréquente,...). A titre de comparaison, un réseau similaire présente des dépenses d'environ 2 €/MWh.
- Frais généraux et d'assistance : ils correspondent à la somme versée à la maison mère pour assistance, tous les ans. Ces frais correspondent à un peu plus de 6% du CA du réseau de chaleur (6% contractuels, + honoraires et frais autres).
- Sous-traitance (72 k€) : Ce poste couvre les interventions P2 que le personnel OOME n'est pas en mesure de réaliser directement (astreinte, entretien compteurs, mise à jour des schémas). Il vient en plus du poste Personnel mis à disposition déjà important par rapport à un réseau similaire.
- Redevance d'occupation du sol (7 k€) : Aucune définition contractuelle de cette redevance n'a été trouvée.
- Autres postes, tous inférieurs à 15 k€ et standards : Consommables (électricité, eau, produit de traitement,...), matériel, Assurance, locations, Impôts et taxes, quotas de CO₂.

Charges P3 de Gros Entretien et Renouvellement

Les travaux réalisés en 2015 dans ce cadre s'élèvent à 199 k€ (92 k€ pour les sous-stations, 48 k€ pour le réseau et 59 k€ pour la chaufferie). Ces charges varient fortement d'une année à l'autre en fonction du renouvellement de matériels prévu, et des contraintes d'exploitation (fuites importantes,...).

Contractuellement, le compte P3 de gros entretien et renouvellement n'est pas transparent. Néanmoins, OOME provisionne chaque année un certain montant (190 k€, représentant 15 à 16% du R2 total) et effectue une reprise sur provision en fonction des besoins. Ces dernières années, les reprises et provisions sont quasiment similaires (194 k€ en 2015).

L'évolution du compte GER mis en forme par Naldeo est la suivante :

Evolution du solde GER - SITRU

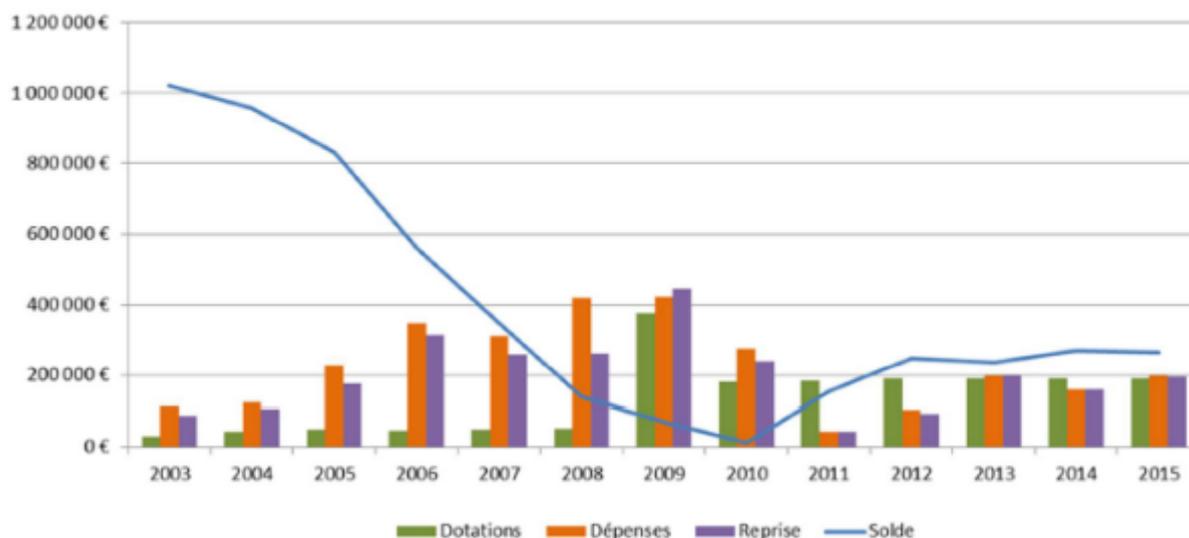


Figure 50. Evolution du "compte" P3. Source : Naldeo.

On constate une stabilisation du compte autour de 225 k€ par an depuis 2012 en raison de provisions similaires aux reprises. Si l'utilisation de ce solde n'est pas prévue d'ici la fin de la délégation, l'audit de fin de concession pourra déterminer les travaux à mettre en œuvre par le délégataire avec ce solde.

Charges P4 de financement d'installations

Le compte de résultat reprend un certain nombre de postes représentant les charges d'amortissement du réseau :

- Dotation caducité (388 k€): correspond à l'amortissement des investissements pour le renouvellement du feeder vers Chatou en 2009. L'amortissement de ces investissements se terminant en 2018, ce poste ne sera pas reporté sur le futur contrat ;
- Dotations aux amortissements et dotations nouvelles immobilisations 2014 (environ 100 k€ au total): correspond à l'amortissement des investissements réalisés en 2013/2014 (avenant 9-10-11) ;

Pour le prochain contrat, il est nécessaire de garder à l'esprit qu'un certain nombre de biens mis en place ces dernières années ne seront pas amortis en totalité :

- Avenants 9 à 11 : VNC restante de 1 706 191 € avec une fin d'amortissement prévue entre 2028 et 2039 en fonction des équipements ;
- Avenant 14 : VNC restante de 3 885 722 ou 4 039 747 € à amortir jusqu'en 2037 et 2038.

Recettes R2

Les recettes R2 sont liées aux abonnements souscrits par les abonnés du réseau de chaleur et aux droits de raccordement.

Sur l'année 2015, les recettes liées aux abonnements ont été de 1 043 k€ pour 24 644 kW souscrits, soit environ 39,15 €/HT/kW, loin des 50,45 €/HT/kW contractuels. Une nouvelle fois, cela s'explique par la prise en compte de recettes liées aux clauses Rf dans le R1 seul.

Un petite part complémentaire et non récurrente des recettes R2 correspond aux droits de raccordements. Sur le réseau de chaleur du SITRU, ces droits de raccordement sont à la discrétion de l'autorité délégante en fonction de l'équilibre économique global de l'extension.

8.3.3. Comptes d'exploitation prévisionnel

Suite à la disparition des clauses tarifaires spécifiques, et comme décrit précédemment, un rééquilibrage des postes s'effectuera entre les redevances R1 et R2. ITHERM CONSEIL a reconstitué le compte d'exploitation suivant pour une année standard :

CHIFFRE D'AFFAIRES	2 456 470
Vente chaleur	1 299 040
Abonnements	1 157 430
CHARGES D'EXPLOITATION DECAISSEES	1 950 070
P1	1 210 478
Fioul chaufferie	45 650
Chaleur CRISTAL	1 164 828
<i>P1 (€/MWh)</i>	<i>33,37</i>
P2 entretien courant	311 000
Personnel	225 000
Electricité réseau/chaufferie	13 000
Eau de ville et traitement	1 000
Fournitures et consommables	22 000
Sous-traitance	50 000
P2 autres charges	238 592
Assurances	7 500
Frais de siège	147 388
Redevances Villes	49 129
Contribution économique territoriale	34 575
<i>P2 (€/MWh)</i>	<i>15,15</i>
P3 grosses réparations et renouvellement	190 000
Réseau et chaufferie existant	190 000
<i>P3 (€/MWh)</i>	<i>5,24</i>
EXCEDENT BRUT D'EXPLOITATION	506 400
AMORTISSEMENTS	489 000
RESULTAT AVANT IMPOT	17 400
IMPOT SUR LES SOCIETES	5 800
RESULTAT NET	11 600

Figure 51. Compte d'exploitation estimatif consolidé. Source : Itherm Conseil.

Le résultat présenté ici semble fragile, la société dégageant peu de bénéfices (0,7% du chiffre d'affaire). Néanmoins, l'analyse précédente a montré que certains postes laissent d'importantes marges de manœuvres.

8.4. Synthèse de l'audit économique

Le réseau de chaleur du SITRU est actuellement compétitif par rapport aux autres réseaux de chaleur et compétitif par rapport à une solution classique gaz lorsque le raisonnement se fait en coût global. Néanmoins, par rapport à des réseaux de chaleur similaires (à base de chaleur fatale, à taux de couverture identique et de taille identique), le prix de la chaleur est assez élevé.

Ceci s'explique en partie par deux postes :

- Un prix de la chaleur fatale utilisée élevé par rapport aux réseaux similaires (entre 15 et 25 €/HT/MWh habituellement contre 30 €/HT/MWh pour le SITRU) ;
- Un niveau de charges de personnel paraissant élevé (4 personnes à temps plein) au vu de la conduite du réseau et du nombre de sous-stations limité.

Les déséquilibres entre les dépenses et recettes de chacun des postes (R1/R2) sont en partie dus à l'existence de la clause tarifaire spécifique Rf et sa prise en compte. Un rééquilibrage aura lieu en 2016 suite à la disparition de cette clause.

Il existe une VNC en fin de contrat importante (entre 5 592 et 5 746 k€) provenant d'amortissement en cours d'équipements réalisés entre 2009 et 2017/2018 :

- Raccordement des bureaux du SITRU, extensions Houilles puis campagne d'extensions 2017/2018 ;
- Evolution des moyens de production (changement de combustible et des échangeurs).

9. Etat des lieux des sources de chaleur à proximité

Dans le cadre du présent schéma directeur, un état des lieux des sources de chaleur situées à proximité du réseau actuel est réalisé, dans le but de :

- Mutualiser les équipements existants, en envisageant des interconnexions entre réseaux de chaleur ;
- Améliorer la valorisation des énergies renouvelables et de récupération, en utilisant des sources d'énergie déjà existantes.

9.1. Démarche EnR'Choix

Dans le cadre de sa politique d'accompagnement énergétique auprès des différents acteurs du territoire francilien (collectivités territoriales, aménageurs publics ou privés), l'ADEME Ile-de-France a développé un outil méthodologique et d'information afin de guider les décideurs dans leurs orientations énergétiques. Cet outil d'aide à la décision a été baptisé EnR'Choix.

Le premier volet de ce guide correspond aux notions de sobriété et d'efficacité énergétique.

- La sobriété énergétique correspond à la suppression ou la limitation des consommations d'énergie superflues par un meilleur usage du bâtiment et de ses équipements ;
- L'efficacité énergétique d'un bâtiment ou d'un équipement est le rapport entre la quantité d'énergie utilisée et la quantité d'énergie consommée. Son amélioration passe par :
 - L'isolation, la ventilation des bâtiments, et le renouvellement des équipements de chauffage ;
 - La mise en place de pratiques permettant de diminuer et réguler la consommation d'énergie tout en maintenant un niveau de service équivalent.

Le deuxième volet se penche sur la production de chaleur pour un bâtiment ou un parc de bâtiments, et est résumé sur le schéma ci-dessous. Le chauffage et la production d'eau chaude sanitaire par réseau de chaleur (existant ou à créer) y est fortement encouragé, avant d'envisager la mise en place de solutions individuelles.

La troisième étape correspond à l'optimisation du choix de la source de chaleur en vue d'alimenter un réseau de chaleur, en favorisant les énergies locales et non délocalisables telles que la chaleur fatale ou la géothermie, avant d'envisager d'autres sources d'EnR&R telles que la biomasse.



Figure 52. Démarche EnR'Choix de l'ADEME.

9.2. Réseaux publics et privés à proximité du réseau

Les réseaux de chaleur publics et privés sont répertoriés sur la carte suivante. Une fiche détaillée par réseau identifié est fournie en annexe du présent rapport.

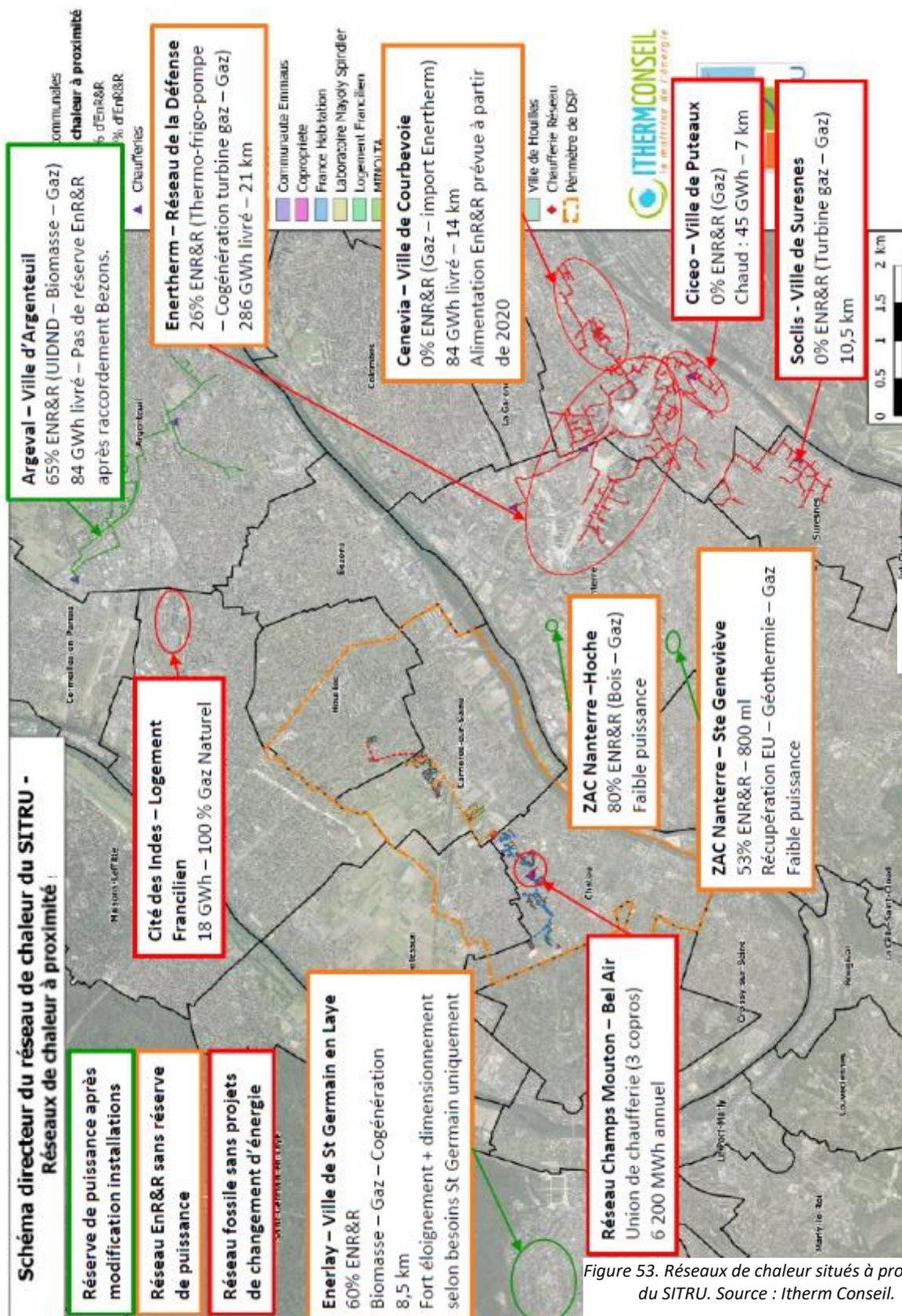


Figure 53. Réseaux de chaleur situés à proximité du SITRU. Source : Itherm Conseil.

A l'intérieur du périmètre d'étude du schéma directeur se trouvent deux réseaux techniques :

- Les Indes à Sartrouville qui alimente la cité Logement Français des Indes. Ce réseau est actuellement en train d'évoluer (séparation en deux avec création d'une deuxième chaufferie) dans le cadre de la réhabilitation du quartier.
- Le mini-réseau technique de l'Union de Chaufferie sur Chatou dessert 3 copropriétés en chaleur. Situé en plein milieu du réseau de chaleur du SITRU (chaufferie à moins de 100 m du réseau), ce réseau technique présente des besoins annuels d'environ 7 500 MWh avec production de chauffage et d'eau chaude sanitaire. Des propositions commerciales sont en cours pour intégration au réseau de chaleur du SITRU.

Ces deux réseaux techniques présentent de bonnes caractéristiques (régime de température, mode de régulation,...) permettant d'envisager leur reprise dans le cadre du développement du réseau de chaleur.

Le réseau de chaleur d'Argenteuil, dont l'autorité Délégante est la Ville, est exploité et développé par le délégataire Argéval (filiale de Dalkia) depuis 2013. Historiquement similaire au réseau du SITRU avec des livraisons autour de 40/50 GWh/an, le renouvellement de DSP a permis d'arriver à desservir près de 100 GWh/an en quelques années.

Ce réseau est lui aussi alimenté par un incinérateur (AZUR) à environ 60%, et il dispose d'une puissance de production qui pourrait être augmentée grâce à des investissements sur l'incinérateur. Un protocole d'accord a récemment été signé pour l'alimentation du futur réseau de chaleur de Bezons par l'Usine AZUR via une hausse de la puissance disponible.

Situé à proximité immédiate de Sartrouville, l'alimentation d'un réseau de chaleur sur cette ville par le réseau d'Argenteuil ou directement par l'incinérateur AZUR sera aussi à étudier en comparaison avec le SITRU, situé plus loin géographiquement.

Les autres réseaux de chaleur identifiés présentent un faible intérêt pour le SITRU. En effet :

- Ils disposent tous de moyens de production EnR&R ou leur conversion est en cours, et ne présentent donc pas de besoins particuliers d'alimentation en énergies renouvelables ou de récupération ;
- Les moyens de production EnR&R (principalement biomasse) mis en place ne permettent pas d'envisager de réserves de puissance et donc d'être des moyens d'appoints/secours EnR&R en cas de besoins. En effet ces installations sont dimensionnées pour permettre des taux d'EnR&R d'environ 60% sur leurs zones de développement.

9.3. Récupération de chaleur fatale

9.3.1. Principe

Suivant la définition de l'ADEME, « la chaleur fatale désigne la chaleur résiduelle issue d'un procédé dont l'objectif principal n'est pas la production de cette chaleur. Elle est considérée comme une énergie n'émettant pas de CO₂, puisqu'il s'agit d'une ressource qui est de toute façon produite puis rejetée sans valorisation ».

Cette chaleur, normalement dissipée et perdue, est alors valorisée sur un autre process, interne ou externe, et peut dans certaines conditions, être injectée sur un réseau de chaleur.

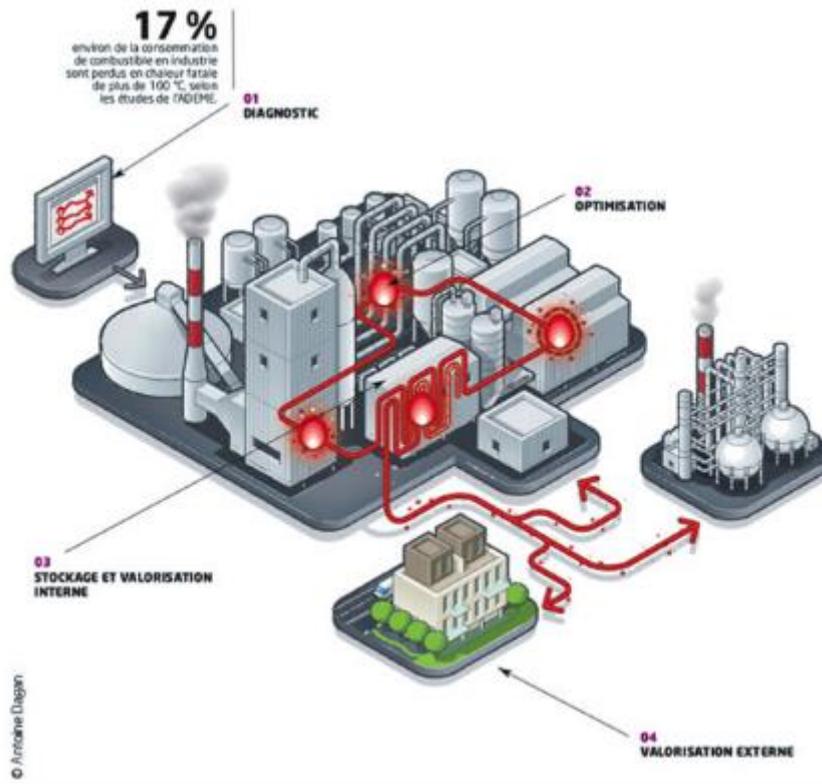


Figure 54. Modalités de valorisation de chaleur fatale. Source : Antoine Dagan.

La Figure 55 reprend les différentes sources de chaleur fatale, leur état et leur température.

La récupération de chaleur fatale

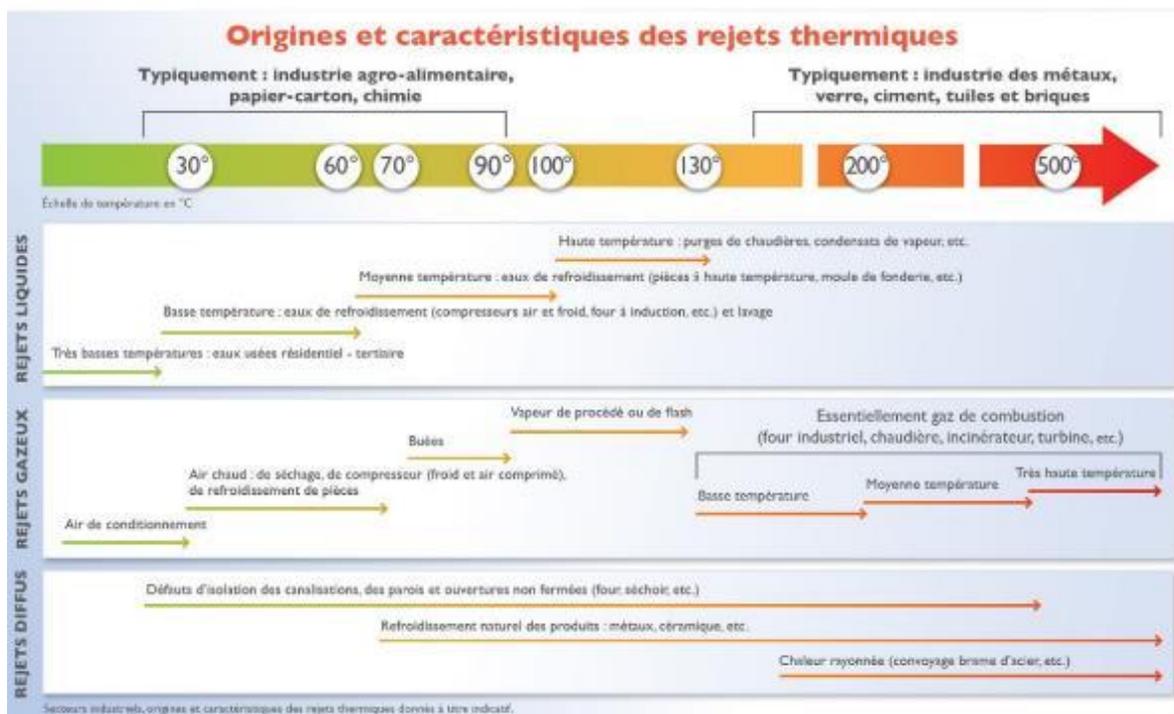


Figure 55. Caractéristique des différents types de chaleur fatale et classification. Source : ADEME.

Cette chaleur est locale et non délocalisable, car liée au process existant, et perdue si elle n'est pas valorisée. Il s'agit donc de la première source d'EnR&R à valoriser.

Pour la valorisation comme source d'énergie sur un réseau de chaleur, les principaux gisements sont :

- Les UIDND (Usine d'Incinération des Déchets Non Dangereux) avec la valorisation énergétique de la chaleur produite par l'incinération des déchets ;
- Les Data Center, qui présentent de forts besoins de refroidissement pour maintenir les installations informatiques dans des conditions optimales de fonctionnement. Le refroidissement représente une part importante de la consommation électrique, et la récupération de chaleur sur les groupes froids est possible ;
- Les eaux usées, qui représentent une source d'énergie très basse température disponible même en milieu urbain dense.
- Les autres industries aux profils divers.

D'une manière globale, la récupération de chaleur fatale sera un domaine dont l'essor, dans les prochaines années, devrait être conséquent.

L'ADEME a réalisé un recensement des potentiels de chaleur fatale récupérable en Ile-de-France en 2015/2016. Les données collectées sur le territoire d'étude (communes ayant délégué leur compétence réseau de chaleur et communes limitrophes) ont été transmises. L'analyse suivante se base sur ces résultats couplés à d'autres informations disponibles au grand public. Les potentiels

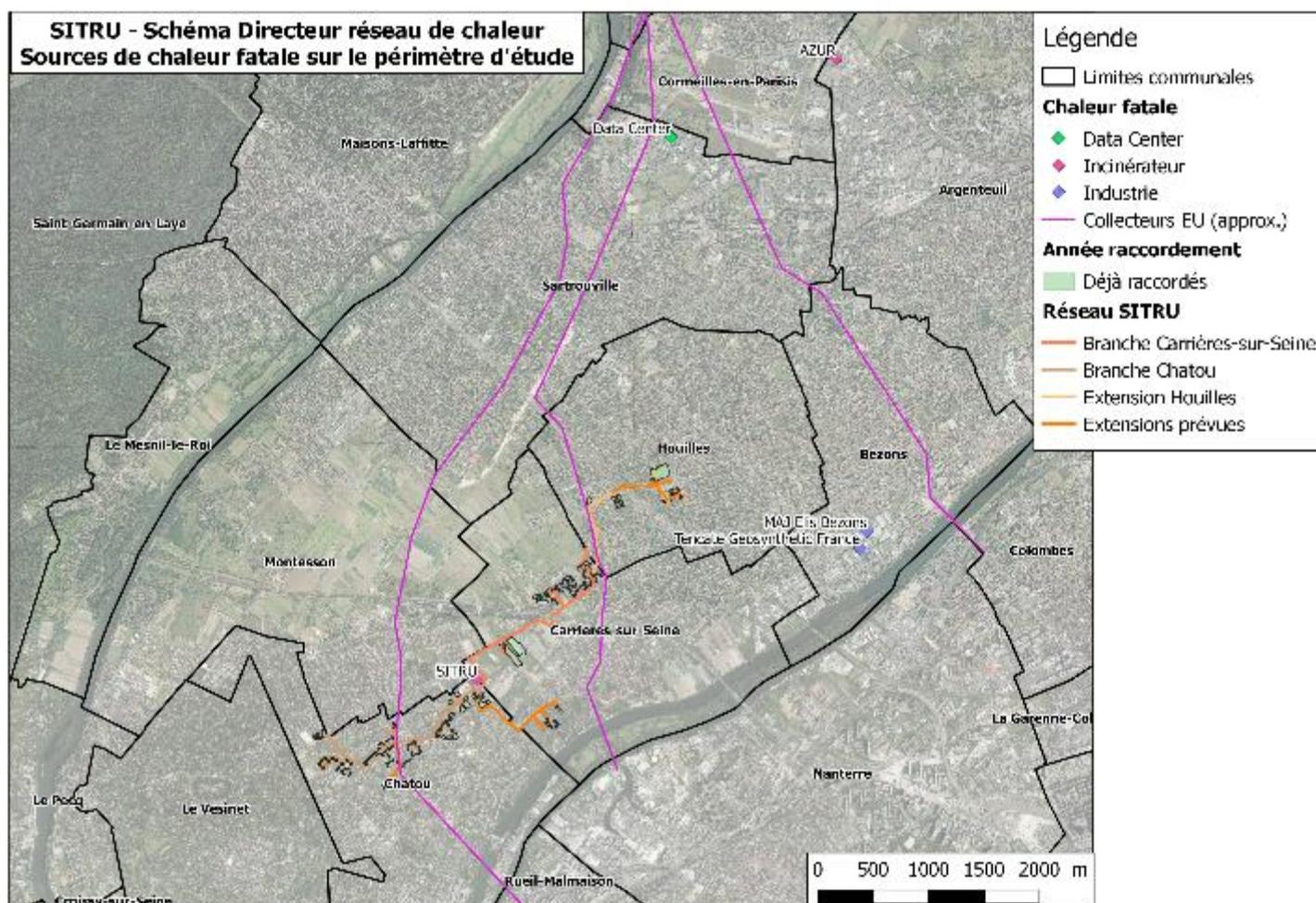


Figure 56. Sources de chaleur fatale sur le territoire d'étude. Sources : ADEME, SIAAP, Itherm Conseil

9.3.2. Ressource disponible

Usines d'Incinération des Déchets Non Dangereux (UIDND)

Anciennement nommées UIOM, les UIDND présentent un intérêt certain, surtout dans le contexte actuel, où la région Ile-de-France envisage de réviser son Plan Régional d'Élimination des Déchets Ménagers et Assimilés (PERDMA), définissant les moyens à mettre en œuvre, avec objectifs chiffrés, pour la gestion territoriale des déchets. Les incinérateurs sont des dispositifs voués à éliminer une masse de déchets par combustion aussi complète que possible.

L'avantage principal de ce système est la possibilité de cogénération, soit de valorisation de cette masse de déchets à la fois pour produire à la fois de la chaleur et de l'électricité.

Seules deux UIDND seront prises en compte, les autres se situant à des distances non raisonnables :

- Celle du SITRU, fournissant déjà le réseau de chaleur ;
- Celle du syndicat AZUR qui alimente le réseau de chaleur Argeval d'Argenteuil.

L'usine CRISTAL du SITRU présente un fort potentiel de valorisation de chaleur fatale. Il est estimé que dans la configuration actuelle, soit avec 24,2 MW_{thermique} disponible, cet incinérateur serait en mesure de fournir un réseau de près de 110 GWh à un taux d'EnR&R supérieur à plus de 90 %, et un réseau de 190 GWh à plus de 70%.

ITHERM CONSEIL attire l'attention sur le fait que la situation de référence et l'ensemble des simulations présentées dans la suite de l'étude partent du principe que le GTA actuel n'est pas remplacé et que le four 2 reste en place à sa capacité actuelle, et donc que la puissance disponible en sortie d'incinérateur est de 24,2 MW_{thermique}.

L'usine AZUR d'Argenteuil alimente déjà le réseau de chauffage urbain d'Argenteuil. Le développement de ce réseau de chaleur, initié en 2013, a été freiné en raison de manque de puissance d'échange disponible (13 MW_{thermique} installé). A la date de rédaction de ce rapport, il semblerait que de nouveaux investissements permettant l'augmentation de cette puissance disponible ait été actés en vue de reprendre le développement sur Argenteuil et de permettre la création d'un réseau de chaleur à Bezons.

Data Centers

Ces bâtiments sont des gros consommateurs d'énergie puisque approximativement 2,5 kW/m² sont nécessaires à leur bon fonctionnement. A titre de comparaison, un Data Center aussi grand qu'un terrain de football consommerait autant d'électricité qu'une ville de 60 000 habitants.

Un Data Center nécessite d'être refroidi en permanence via des groupes froids, qui consomment une grande quantité d'énergie (plus de la moitié de la consommation totale du centre). La chaleur dégagée par ces groupes froids est habituellement évacuée sous forme d'air chaud. Cette chaleur fatale peut donc être récupérée et valorisée sur un réseau de chaleur.

Les températures de rejets sont, en fonction de la technologie du Data Center, comprises entre 35°C (pour les plus anciens Data Center) et 60°C (pour les plus récents). Couplés à une pompe à chaleur, ces rejets peuvent permettre d'alimenter un réseau jusqu'à 75/80°C.

Un data center est localisé au Nord de la ville de Sartrouville, donc dans le périmètre de l'étude (voir carte ci-dessus). Les caractéristiques de la chaleur récupérable ne sont cependant pas connues mais pourrait être utilisée en cas de besoins. Une prise de contact avec le Maître d'Ouvrage est nécessaire pour connaître les disponibilités et caractéristiques de la chaleur.

Eaux usées

Les eaux usées sont des eaux polluées (effluents) constituées de toutes les eaux susceptibles de contaminer le milieu dans lequel elles seraient déversées ; elles sont issues de l'utilisation anthropique (artisanale, agricole, industrielle...). La température de ces eaux est relativement constante (entre 12 et 20°C) sur l'ensemble de l'année.

On parle d'eaux « grises » pour des eaux peu polluées d'origine domestique résultant de douches, de lavage de mains, de vaisselles ou les eaux pluviales. On parle d'eaux « noires » lorsque les matières qu'elles contiennent sont des substances plus polluantes.

Sur le territoire d'étude, la récupération de chaleur sur eaux usées n'est possible qu'en sortie de bâtiment (suivant dénomination ADEME) ou, préférablement pour alimenter un réseau de chaleur, sur les collecteurs structurants du réseau d'assainissement. En effet, aucune STEP de plus de 10 000 habitants n'a été identifiée sur le périmètre d'étude et ses environs immédiats. Les collecteurs sont représentés en violet sur la carte précédente.

Ces collecteurs ont un fort débit et présentent donc un potentiel intéressant. En effet, ils sont les principales conduites d'alimentation de la station de traitement d'Achères (Seine Aval) depuis l'ensemble des Hauts de Seine.



Figure 57. Principales installations d'assainissement en région parisienne. Source : SIAAP.

Dans les configurations de récupération sur collecteurs, une partie du débit est dévié en vue d'alimenter une pompe à chaleur qui permet de diminuer la température de ces effluents de 4 à 5°C et de remonter la température du réseau.

Différentes technologies de récupération de chaleur sur eaux usées existent. Deux solutions sont décrites ci-dessous :

- **ENERGIDO®** de Veolia : Ce système dérive une partie (fonction de la puissance souhaitée et du débit minimum de fonctionnement du réseau d'assainissement) des eaux usées vers des échangeurs en surface. Les échangeurs transfèrent les calories issues des eaux usées au fluide caloporteur. Des pompes à chaleur utilisent ensuite l'énergie contenue dans le fluide caloporteur pour relever en température les retours du réseau de chaleur jusqu'à un maximum de 70°C. Le schéma de principe suivant décrit la technologie:

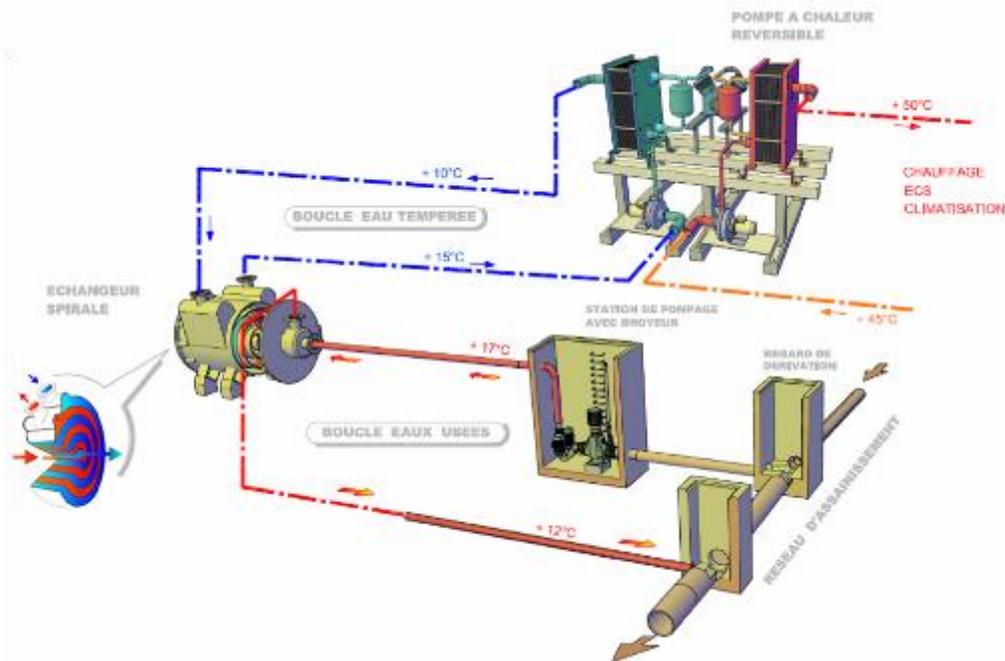


Figure 58. Récupération de chaleur sur eaux usées. Process Energido. Source : Veolia.

- **Degrés Bleus®**, de Suez Environnement : Un échangeur est rajouté à l'intérieur du collecteur pour en épouser la forme. Il n'y a pas besoins de dévier tout ou partie du débit, celui-ci circule normalement dans le collecteur et est refroidi au fur et à mesure de son avancement. La longueur de collecteur-échangeur à mettre en place dépend de la puissance souhaitée. Le fluide caloporteur circulant dans l'échangeur est ensuite remonté en surface pour alimenter la pompe à chaleur.

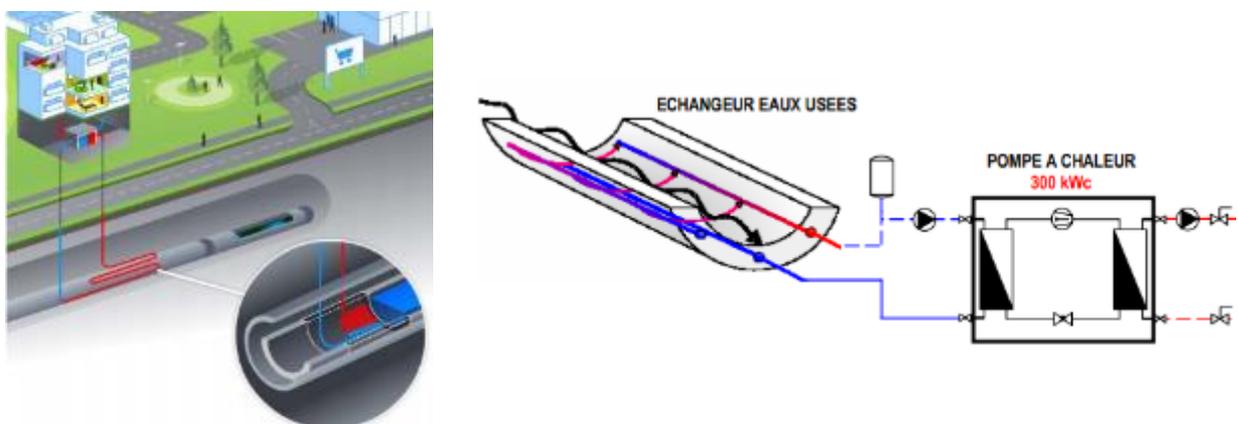


Figure 59. Récupération de chaleur sur eaux usées. Process Degrés Bleus. Source : Suez Environnement.

L'étude de l'ADEME a identifié un potentiel de récupération possible sur les collecteurs sur le territoire de 5,96 GWh/an en 2015 réparti sur l'ensemble des mailles IRIS. Au vu de cette répartition, ce gisement ne présente donc pas une solution centralisée viable.

La mise en place de ce type de solution est envisageable localement dans des zones qui ne pourraient être desservies par le réseau de chaleur du SITRU.

Plus loin on retrouve cependant en bord de Seine deux usines de traitement du SIAAP :

- Seine Aval, répartie sur Achères, Maisons-Laffitte et Saint-Germain-en-Laye d'une capacité de traitement de 1 500 000 m³/jour ;
- Seine Centre à Colombes, d'une capacité de traitement 240 000 m³/jour.

Une installation de récupération sur eaux usées sur collecteur existe à Nanterre, sur la ZAC Sainte Geneviève et fonctionne depuis 3 ans.

Autres industries

Le recensement de l'ADEME fait aussi ressortir un certain nombre de sites industriels sur le territoire qui seraient également capables de fournir de la chaleur fatale au réseau. Ces sites sont situés sur la commune de Bezons et repris sur la carte présentée précédemment.

M.A.J Elis, blanchisserie professionnelle, est la seule à permettre la valorisation de chaleur dissipée en haute température (estimation des rejets à 3 443 MWh en 2015).

Il existe en parallèle un potentiel de récupération de chaleur fatale basse température. Cette chaleur fatale pourrait être valorisée sur les sites suivants (valeurs maximales établies en 2015) :

- TENCATE GEOSYNTHETICS France, fabricant de matériaux géosynthétiques, avec 2 800 MWh valorisables ;
- ELIS Bezons, blanchisserie professionnelle, avec 58 400 MWh valorisables ;
- M.A.J. Elis, blanchisserie professionnelle, avec 4 600 MWh valorisables (en plus de la haute température).

Ces volumes d'énergie en basse température ne seront valorisables sur un réseau de chaleur que par la mise en place de pompes à chaleur permettant de remonter la température.

Ces sites sont localisés dans un rayon de 150 m les uns des autres. Une étude globale approfondie de gisement et d'optimisation des modalités de valorisation pourrait être envisagée pour apporter la base ou l'appoint d'un réseau de chaleur.

9.3.3. Contraintes

Les UIDND, STEP, Data Center et autres sites industriels sont souvent excentrés des zones résidentielles en vue de limiter les nuisances aux riverains. La récupération de chaleur fatale sur ces installations nécessite donc un gisement suffisant pour justifier économiquement les investissements de liaison.

Ces installations sont aussi entourées d'un certain secret industriel en vue de protéger le savoir-faire de l'entreprise. Ce secret industriel entraîne une difficulté supplémentaire dans la mise en œuvre d'une récupération de chaleur, et en particulier dans l'analyse de la faisabilité, avec une partie des données nécessaires au dimensionnement pas forcément disponibles.

La récupération de chaleur fatale est aussi soumise aux variations des process industriels, comme les arrêts des machines la nuit, les périodes de maintenance ou de pannes, ne permettant pas une disponibilité constante. Les exigences particulières aux différents sites (tenue, accès,...) peuvent aussi être un frein à la mise en place d'une récupération de chaleur fatale.

Quel que soit le type de récupération de chaleur fatale mis en place, la contractualisation de ce processus via une convention de vente de chaleur est impérative en vue de déterminer :

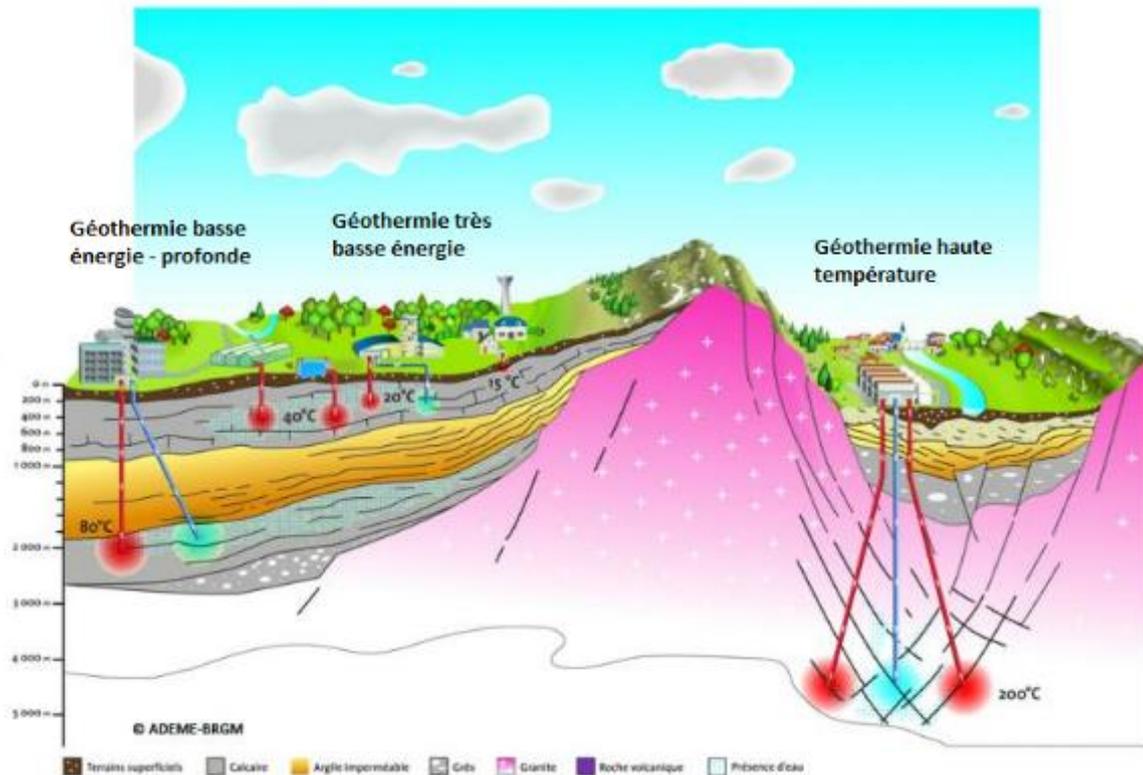
- Les modalités de financement des ouvrages ;
- Les caractéristiques de la chaleur fournie ;
- Les limites de prestations ;
- Les quantités de chaleur et la disponibilité de celle-ci, sur une année, et dans le temps ;
- Les modalités de répartition des quotas CO₂ le cas échéant ;
- Le prix de la chaleur fournie et son évolution ;
- Les engagements des différentes parties et les éventuelles pénalités,...

Il est à noter que les industriels (hors UIDND), sont peu habitués à ce type de projets de récupération de chaleur fatale ainsi qu'aux engagements de longue durée. En effet, les cycles industriels sont de quelques années quand les projets de service public sont portés sur des périodes beaucoup plus longues. Ils peuvent donc se montrer réticents à prendre de tels engagements contractuels.

9.4. Géothermie

9.4.1. Principe

La géothermie est l'exploitation de la chaleur de la terre grâce à un fluide, circulant dans une formation géologique ciblée (aquifère), dont on utilise les calories en fonction de la température, soit directement par un échangeur de chaleur, soit par transformation thermodynamique dans une pompe à chaleur ou une turbine, soit un mixte des différentes solutions. Cette ressource locale et non délocalisable présente un gradient géothermal de 3,3°C tous les 100 mètres de profondeur.



Trois grands types de géothermie, reprises sur la figure précédente, existent :

- La géothermie très basse énergie (10 à 40 °C) et à faible profondeur. Cette énergie peut être soit utilisée directement pour les besoins de chaleur nécessitant de très faibles températures, soit couplée à une pompe à chaleur en vue d'utilisation à des températures plus élevées.
- La géothermie basse énergie, qui est habituellement utilisée dans le cadre du chauffage urbain et sur laquelle cette étude se concentrera.
- La géothermie haute énergie, dénommée profonde ci-dessus, permettant d'alimenter en vapeur des centrale de production d'électricité.

Le bassin Parisien, de par son histoire géologique, présente un potentiel géothermique exceptionnel en Europe. La coupe hydrogéologique du bassin parisien est présentée ci-dessous :

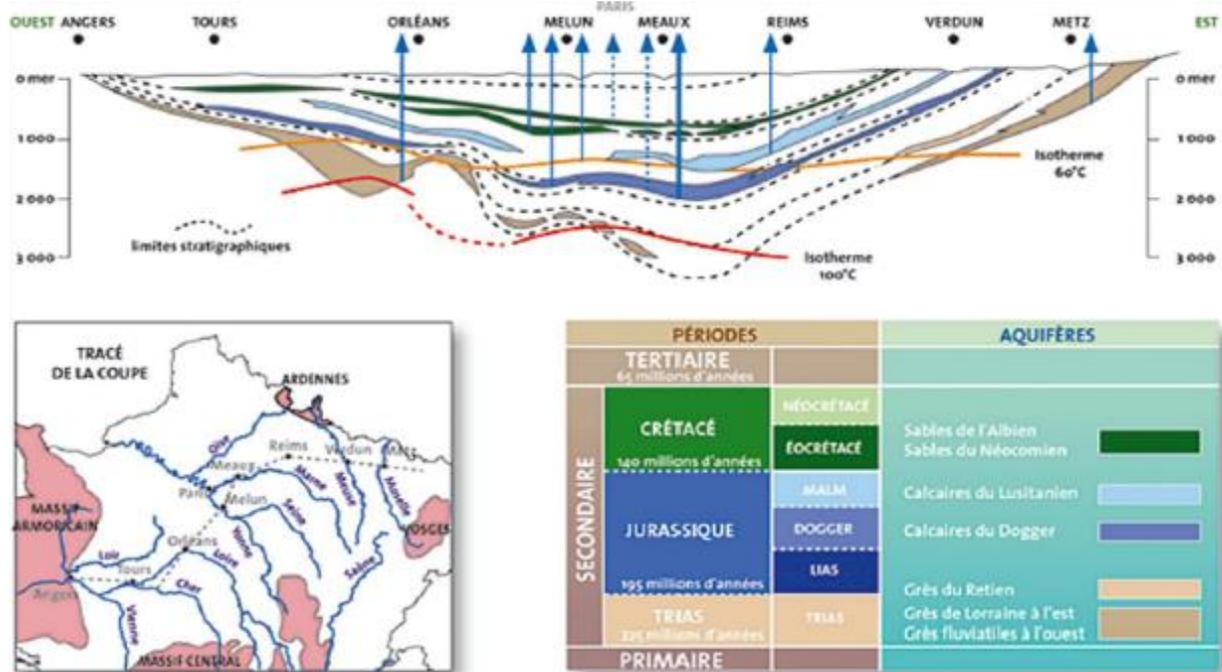


Figure 61. Coupe hydrogéologique du bassin parisien. Source : BRGM

Quelle que soit la ressource géothermale utilisée, les contraintes environnementales ou réglementaires imposent l'exploitation géothermique des aquifères avec un doublet géothermique. Il s'agit de créer au minimum un puits de production et un puits de réinjection permettant de réintroduire la quantité de fluide extraite du puits de production dans son réservoir d'origine en vue de pérenniser la ressource.

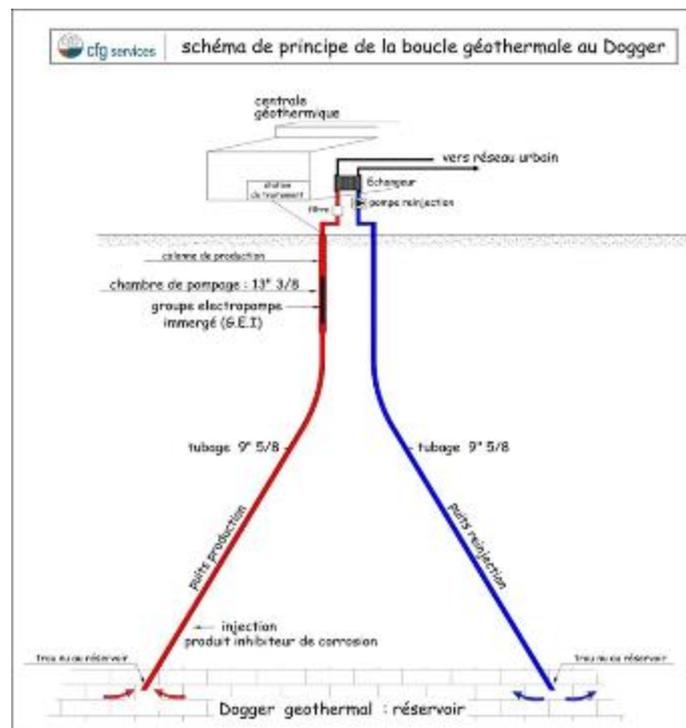


Figure 62. Schéma de principe d'un doublet géothermique au Dogger. Source : CfG Services.

Le point de prélèvement dans le réservoir et le point de réinjection dans ce même réservoir doivent être suffisamment espacés, afin de ne pas dégrader, au cours de la durée d'exploitation, la température au puits de production par la venue d'une bulle froide en provenance du puits de réinjection (phénomène de percée thermique).

La boucle géothermale, c'est-à-dire de l'eau prélevée au sous-sol, est constituée :

- d'un puits de production dans lequel une pompe d'exhaure immergée assure le débit de production ;
- d'un système de prélèvement de chaleur (échangeur géothermique) ;
- d'une ou plusieurs pompes de réinjection pouvant pousser le fluide géothermal « froid » vers le puits de réinjection ;
- du puits de réinjection véhiculant le fluide « froid » dans l'aquifère.

Par rapport à d'autres énergies renouvelables, la géothermie profonde (haute et basse énergie) a l'avantage de ne pas dépendre des conditions atmosphériques (soleil, pluie, vent). Elle est de plus disponible 24h/24 toute l'année. C'est donc une source d'énergie quasi-continue car elle est interrompue uniquement par des opérations de maintenance sur la boucle géothermale, la centrale géothermique ou le réseau de distribution d'énergie. Les gisements géothermiques, en fonction de leur dimensionnement, ont une durée de vie de plusieurs dizaines d'années (plus de 30 ans en moyenne).

Au début des années 1980, la géothermie basse énergie a connu un rapide démarrage sous les effets des chocs pétroliers et de la mise en place de politiques incitatives. Une cinquantaine d'opérations, en majorité dans le Bassin parisien, sont alors réalisées jusqu'en 1985. A cette date, des problèmes économiques (cours du pétrole), techniques (corrosion et dépôts dans les tubages) et financiers (prêts contractés avec des taux élevés en période d'inflation vite révolue) stopperont net le développement de la filière.

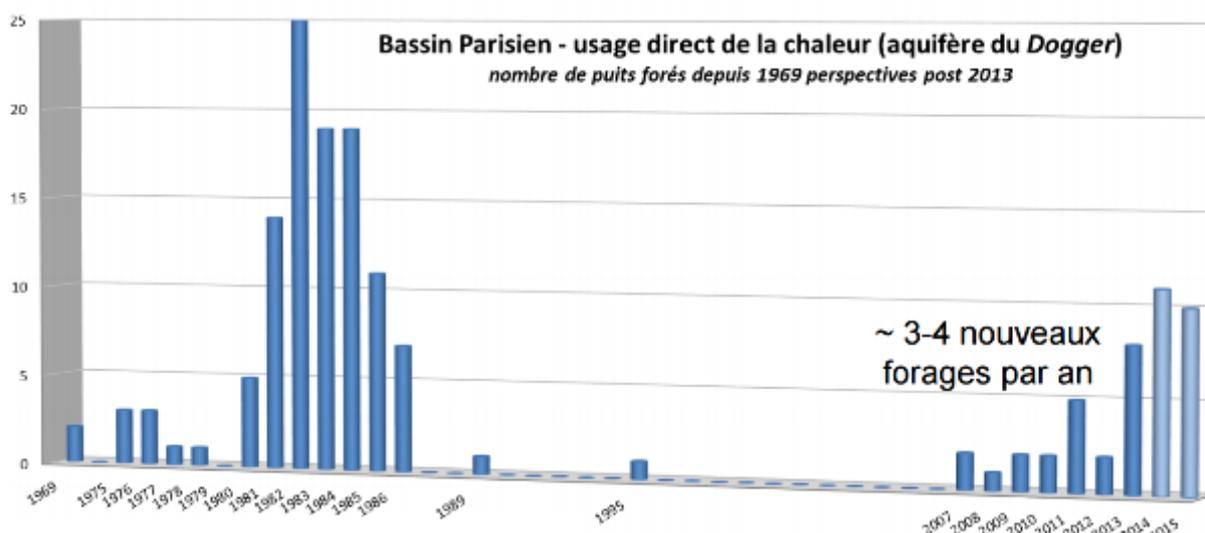


Figure 63. Nombre de doublets au Dogger mis en service depuis 1969. Source : BRGM - 2013

En 2007, après 12 ans sans forage géothermique profond, la réalisation d'un nouveau doublet à Orly Le Nouvilet marque le début de la reprise de la filière. Il sera suivi par la conversion en triplet du

doublet de Sucy-en-Brie et par la première opération de géothermie profonde à Paris, Porte d'Aubervilliers. Début 2010, Aéroport de Paris fait réaliser un nouveau doublet à Orly, et plusieurs doublets ont depuis été forés (Tremblay-en-France, Blanc-Mesnil, Bagneux, Rosny-sous-Bois, Arcueil,...).

La majorité des exploitations actuelles se concentre sur l'aquifère du Dogger, mais l'exploitation d'autres aquifères est en pleine essor, en particulier l'Albien, moins profond, qui fait à ce jour l'objet de quelques réalisations sur des ZAC, telles que Paris Clichy-Batignolles, Fort d'Issy-les-Moulineaux, Paris-Saclay.

Différentes nappes peuvent et sont alors exploitées mais ne sont pas disponibles partout en Ile-de-France. L'analyse suivante se base sur :

- Etude préalable à l'élaboration du schéma de développement de la géothermie en Île-de-France du BRGM – 2012 ;
- Evaluation des possibilités de développement de la géothermie sur le territoire de l'opération d'intérêt nationale de l'EPADESA du BRGM – 2012 ;
- Les données récoltées pour le SIGES (Système d'Information pour la Gestion des Eaux Souterraines) et le site geothermie-perspectives.fr (ADEME et BRGM).

Toutes les cartes présentées ci-dessous proviennent des résultats publics de ces sources.

9.4.2. Ressource

Les aquifères présentés ici, du moins profond au plus profond, représentent les principaux potentiels géothermiques du bassin parisien :

- Les aquifères superficiels multicouches de l'Eocène (supérieur, moyen et inférieur), et de l'oligocène s'étendent très largement au Nord de la Seine et occupent au droit de l'Ile-de-France une surface d'environ 4 000 km².
- L'aquifère superficiel de la Craie, présent sur toute l'étendue de la région parisienne ;
- Le réservoir de l'Albien, ressource stratégique pour l'eau potable en région parisienne, peut assurer le chauffage et la climatisation ;
- Les réservoirs du Néocomien et du Lusitanien sont peu exploités et donc méconnus, bien que leurs ressources ne soient pas négligeables ;
- Le Dogger est le réservoir le plus connu et le plus exploité en Ile-de-France pour la géothermie. Ce réservoir carbonaté, qui s'étend sur 15 000 km², offre une ressource avec une température variant de 40 à 80°C sur le territoire de l'Ile-de-France. Un doublet au Dogger à Achères (Ouest du territoire) laisse supposer une possibilité de forage.
- Un dernier réservoir, potentiellement intéressant pour la géothermie, est présent dans le Bassin parisien. Il s'agit du réservoir, plus profond, du Trias. Cette formation détritique est constituée de grès et de sables intercalés d'argile. Etant plus profonde, son potentiel thermique est plus intéressant en termes de températures attendues. En région parisienne, les zones les plus favorables se situent le long de la Vallée de la Basse Seine et dans la région de Mantes, la température pouvant dépasser les 85°C. Néanmoins, ce réservoir n'est pas exploité à l'heure actuelle pour la géothermie, du fait notamment des difficultés d'exploitation rencontrées lors des premiers essais dans les années 1980.

Aquifères superficiels

On constate, au droit du périmètre d'étude, la présence de deux aquifères supérieurs :

- l'aquifère superficiel multicouche de l'Eocène moyen et inférieur. Cet aquifère est plus intéressant au milieu de la boucle de la Seine, avec une température pouvant varier de 13 à 15°C ;

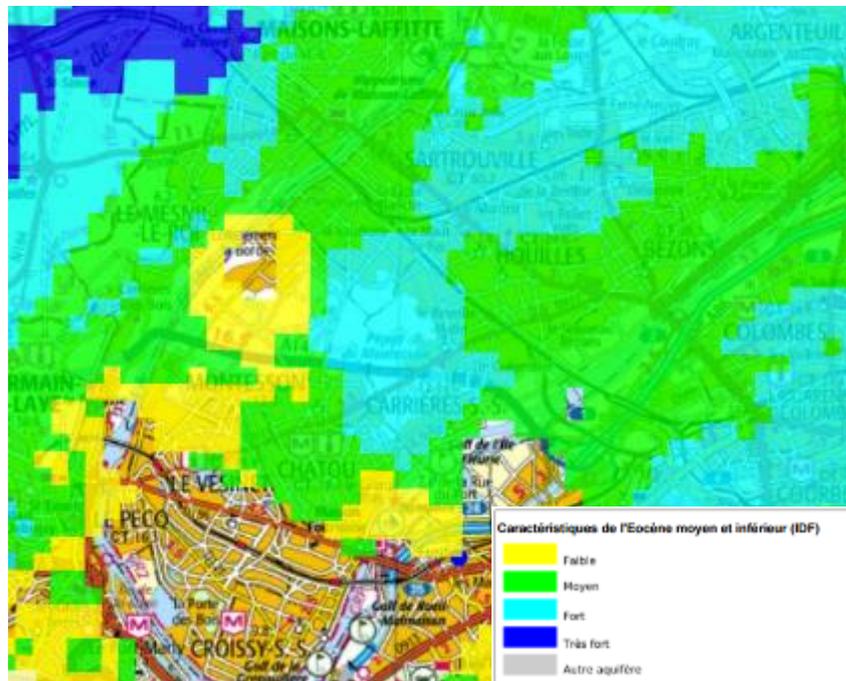


Figure 64. Caractéristique de l'éocène moyen et inférieur. Source : Géothermie-perspectives.

- l'aquifère superficiel de la Craie. Cet aquifère est considéré comme très productif du fait de son épaisseur maximale utile sous le territoire (30 à 60m) et avec une température comprise entre 14 et 15°C.

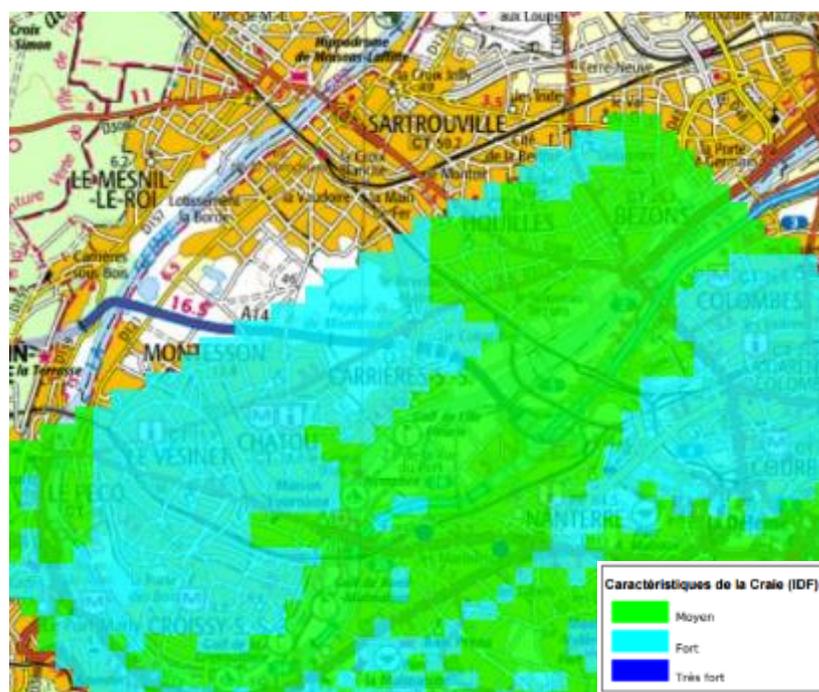


Figure 65. Caractéristiques des aquifères de la craie. Source : Géothermie-perspectives.

L'exploitation de ces aquifères pour la production de chaleur/froid nécessite la mise en place de pompe à chaleur (réversible en cas de besoins de froid). De par leur nature, ces aquifères ne peuvent fournir une grande quantité d'énergie. Ils sont adaptés pour des solutions locales au niveau d'un bâtiment ou d'un petit quartier récent.

Une installation sur l'un de ces aquifères existe à Rueil-Malmaison, sur le site des Fonderies.

La géothermie très basse énergie autour de ce territoire semble sous exploitée. Des premières analyses technico-économiques et les premiers retours d'expérience ont démontré que la performance énergétique des aquifères superficiels était viable financièrement sur de petites installations.

Aquifères profonds

Au droit du périmètre d'étude se trouvent plusieurs aquifères profonds plus ou moins exploitables :

- L'Albien et le Néocomien, aquifères multicouches situés au droit du périmètre d'étude entre 500 et 650 m de profondeur. Ils présentent une température comprise entre 25 et 30 °C et une bonne transmissivité, permettant d'envisager leur exploitation pour alimenter des réseaux de chaleur.

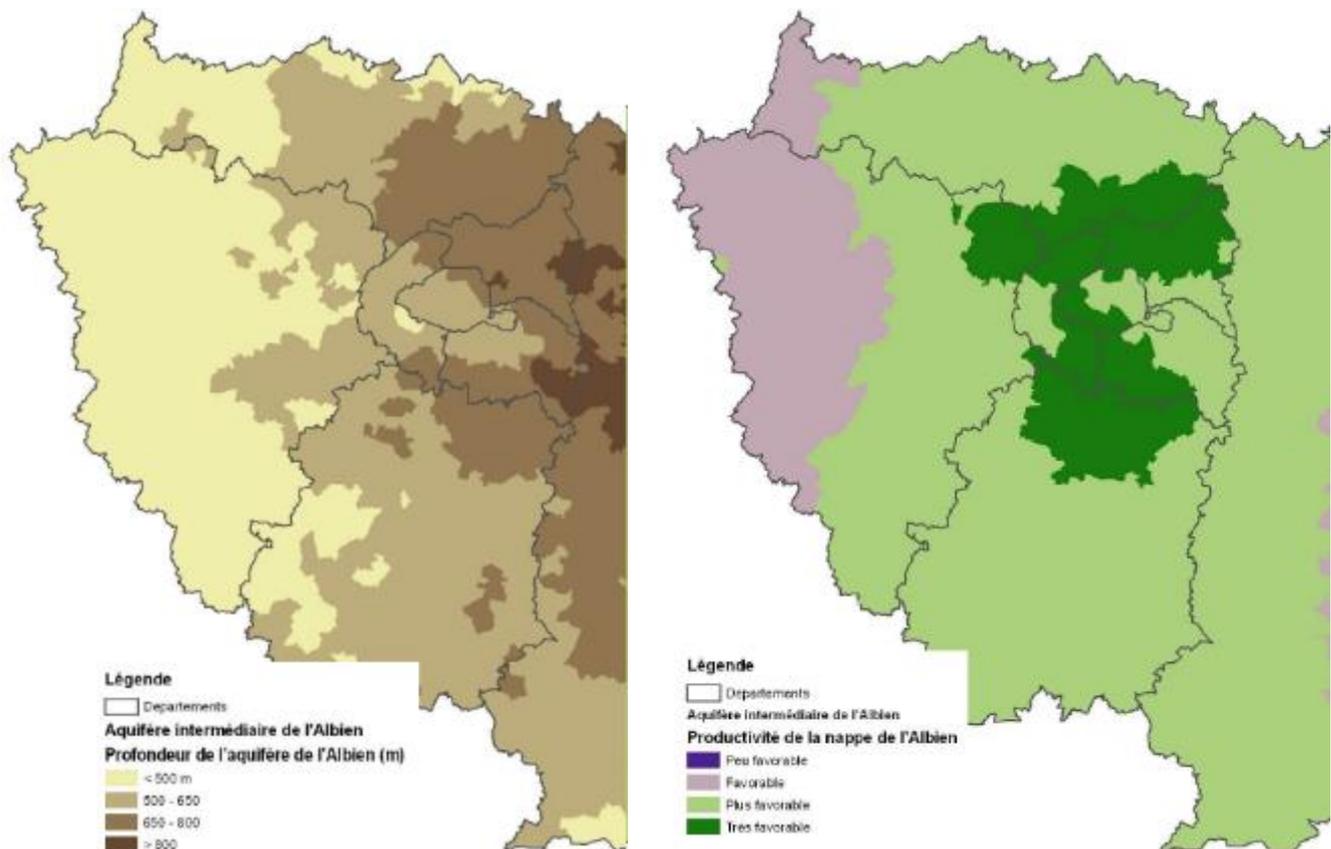
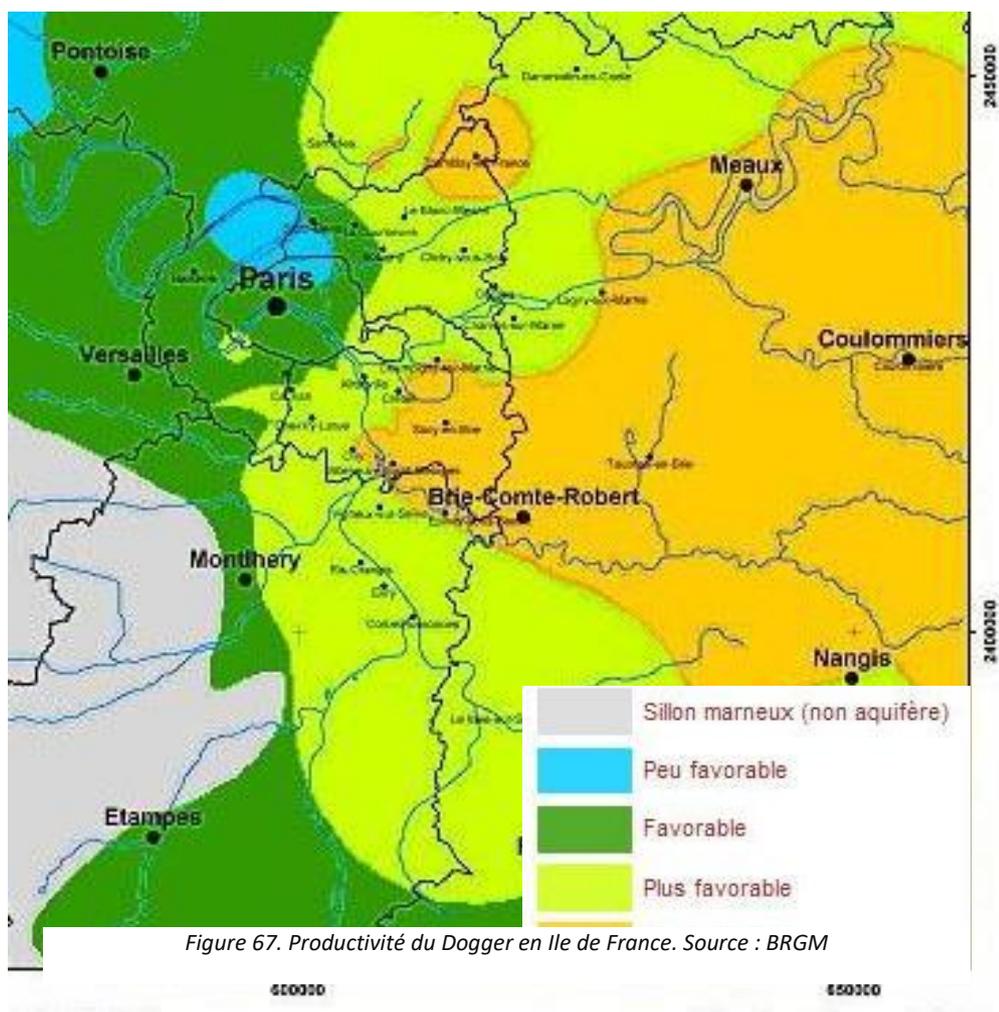


Figure 66. Caractéristiques (profondeur et température) de l'aquifère de l'Albien dans l'ouest de l'Ile-de-France. Source : BRGM.

- Le Lusitanien est un aquifère trop peu connu pour que des données fiables soient disponibles sur la zone.

- Le Dogger, comme représenté sur la carte du BRGM ci-dessous, présente un potentiel favorable à l'exploitation de la géothermie. Néanmoins, dans l'ouest parisien, cet aquifère est situé à faible profondeur et présente donc une température faible (entre 55 et 60°C) ainsi qu'une transmissivité moyenne. Cela explique l'absence d'installations en exploitation ou en projet dans cette partie du bassin parisien à l'heure actuelle, la majeure partie étant située dans l'est.
- Trias : cet aquifère, encore plus profond que le Dogger, présente une température au droit du périmètre d'étude comprise entre 80 et 85°C. Il est encore très peu exploité mais les pouvoirs



publics cherchent à développer son exploitation.

Un forage au Trias a été réalisé dans les années 1980 à Achères, soit à proximité immédiate du périmètre d'étude. Ce forage s'est soldé sur un échec en raison des mauvaises connaissances technologiques de l'époque pour son exploitation.

En cas de besoins complémentaires en EnR&R, l'exploitation d'une géothermie basse énergie sur les aquifères profonds pourrait être envisagée après approfondissement de la connaissance de la ressource via des études de faisabilité poussées à réaliser par des hydrogéologues.

9.4.3. Contraintes

La réalisation d'un doublet géothermique nécessite une certaine surface pour les installations de forage (5 000 m² à enrober) puis pour l'exploitation et la maintenance (moins de 1 500 m² mobilisés

ponctuellement). Ce terrain doit permettre une bonne adéquation entre la ressource sous-sol et les besoins en surface. Cette question de l'emprise doit être étudiée en amont pour permettre de respecter un certain nombre de contraintes réglementaires (plus de 50 m d'une voie ferrée, hors d'emprise sous-sol d'autres installations,...), et techniques (accès du site, nuisances, conditions topographiques).

De plus, l'exploitation de la ressource géothermale est conditionnée à un certain nombre de contraintes qui ont pour but de pérenniser la ressource et de réglementer l'utilisation des aquifères entre leurs différents usages possibles.

Ce deuxième point est particulièrement vrai :

- pour les nappes de l'Albien et du Néocomien, considérées comme des réserves stratégiques en eau potable pour l'alimentation de la région parisienne. Les possibilités de forages et d'exploitation de ces nappes sont définies dans le schéma directeur d'aménagement et de gestion des eaux Seine-Normandie (SDAGE Seine-Normandie).
- pour le Dogger, aquifère le plus exploité de nos jours où les installations ne doivent pas interférer les unes avec les autres, surtout dans les zones fortement mobilisées comme le Val-de-Marne ou le nord de la Seine-Saint-Denis.

La réalisation d'un doublet géothermique est conditionnée à l'obtention d'un permis d'ouverture des travaux d'exploration (PER-DOTEX). Le dossier de demande décrit l'usage qui sera fait de la ressource, les moyens de protection mis en œuvre, les différents impacts et des modélisations de l'aquifère visé en vue de s'assurer de la pérennité de la ressource sur la durée d'exploitation prévue. Ce dossier doit aussi montrer la bonne prise en compte des réglementations régissant l'exploitation géothermale :

- Code Minier : un gîte géothermique est considéré comme une mine (articles L112-1 et L112-2) ;
- Règlement Général des Industries Extractives (RGIE) : ce décret introduit le titre « Recherche par forage, exploitation de fluides par puits et traitement de ces fluides » ;
- Code de l'Environnement.

A terme, la réglementation des exploitations géothermiques pourrait se rapprocher de celle des ICPE.

Ce permis est délivré par la préfecture ou via un arrêté inter-préfectoral lorsque la future exploration portera au droit de plusieurs départements. Ce permis est accordé après instruction par différents services de l'état (DRIEE, Inspection Générale des Carrières,...) et enquête publique. Une fois les travaux de forage réalisés, les DOE du forage sont transmis à la préfecture qui, après nouvelle consultation de la DRIEE, transforme le PER-DOTEX en permis d'exploitation (PEX) pour une durée déterminée. Ce permis d'exploitation rappelle les contrôles et opérations de maintenance à réaliser à intervalle réguliers, les limites d'exploitation,...

9.5. Biomasse

9.5.1. Principe

La matière première de la filière biomasse provenant de sources vivantes, celle-ci répond donc à un certain cycle de vie. Pour que la ressource soit qualifiée de renouvelable, il ne faut pas que la ressource

soit surexploitée, ni que l'exploitation de celle-ci bouleverse la biodiversité ou l'équilibre entre les différents usages des terres.

Cette énergie est donc considérée comme une énergie renouvelable à condition que les forêts bénéficient d'une gestion durable et que la somme des émissions de gaz à effet de serre liées aux transformations, aux transports et à la combustion puisse être absorbée lors de la croissance des arbres. La biomasse s'appuie donc sur le cycle du carbone et la capacité métabolique des arbres à réaliser la photosynthèse.

Le principe de fonctionnement est simple mais impose des contraintes pour la livraison/stockage, pour le contrôle des émissions, pour le traitement des fumées ainsi que sur la récupération des cendres. Cette filière permet d'intégrer facilement une énergie renouvelable à l'ensemble des réseaux, qu'ils soient vapeur, eau surchauffée ou eau chaude.

Elle permet aussi une revalorisation des résidus cendreux issus de la combustion (en engrais) et même dans certains cas une revalorisation des fumées permettant ainsi un développement de l'économie locale avec l'apparition de nouveaux emplois.

Une fois livré, le combustible est stocké avant d'être inséré dans le foyer. Il subit alors différentes transformations lors du passage à travers les deux types d'échangeurs (radiatif et convectif) :

- L'eau contenue dans le combustible s'évapore grâce à la chaleur du foyer ;
- Une fois l'eau évaporée, ce sont les gaz combustibles volatils qui sont libérés par pyrolyse. Cette partie sera ensuite brûlée en phase gazeuse ;
- La fraction solide restante (résidus charbonneux) brûle vers l'aval du foyer, il ne reste alors plus que des cendres ;
- Un traitement des fumées s'effectue ensuite par un dépoussiéreur multicyclones, un filtre à manches traite alors les poussières restantes les plus fines.

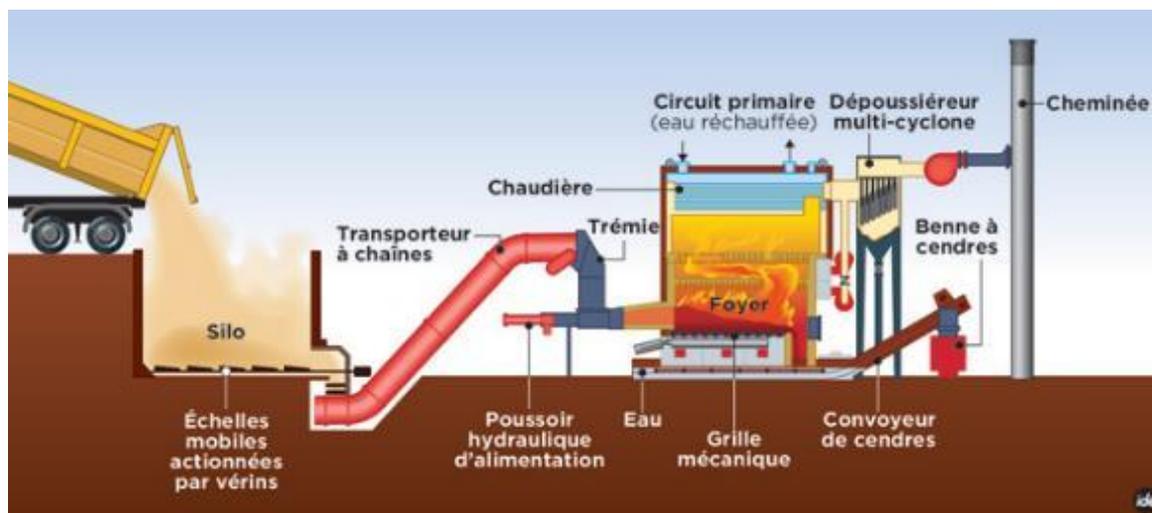


Figure 68. Schéma de principe d'une chaufferie Biomasse. Source : IDé

On distingue, selon les technologies et l'utilisation que l'on veut en faire, différents combustibles pour le chauffage au bois :

- Les produits connexes issus des industries du bois : sciures, copeaux, plaquettes et broyats, dosses, chutes de tronçonnage, éléments de charpentes,...

- Les produits en fin de vie : palettes ou autres éléments de bois. Ces éléments sont majoritairement issus de la grande distribution, d'industries, de déchetteries ou encore de plateformes de construction.
- Les plaquettes forestières : obtenues à partir du broyage/déchetage de végétaux ligneux sur des peuplements n'ayant subi aucune transformation.

Sur les deux premiers produits, certains peuvent contenir des adjuvants ou traitements dans une certaine proportion (panneaux mélaminés, panneaux de process bruts). L'utilisation de cette ressource biomasse est donc contrôlée par la DRIEE.

Les paramètres jouant sur l'efficacité de ces combustibles sont l'humidité, la granulométrie, les taux des différents composés (azote, soufre, chlore, potassium), le taux de cendres ainsi que la température de fusion de ces cendres.

Le « Plan Bois-Energie et Développement Local » initié par l'ADEME et inscrit dans le cadre du Contrat de Plan Etat-ADEME sur la période 2000-2006 avait pour objectif d'accentuer le développement de chaufferies bois et de structurer de véritables filières locales d'approvisionnement en combustibles. Il a contribué à la mise en place de la filière Biomasse-Energie Ile-de-France.

9.5.2. Ressource

Les différentes ressources de biomasse mobilisables peuvent être les suivantes :

- Plaquettes forestières ;
- Connexes de scierie ;
- Bois recyclé de classe A ;
- Bois d'élagage et de refus de criblage ;
- Anas de Lin ;
- Miscanthus.

Le département des Yvelines est le plus boisé d'Ile-de-France avec des forêts couvrant environ 30% du territoire. Celles-ci permettent plus facilement l'utilisation de chaufferies biomasse.

On trouve par exemple des chaufferies biomasse sur les réseaux de chaleur :

- Joliot-Curie d'Argenteuil (95 - 1 700 kW) ;
- EcoMarine à Colombes (92 - 1 250 kW) ;
- Quartier Hoche à Nanterre (92 - 1 600 kW) ;
- De St Germain en Laye (78 - 5 500 kW) ;
- De Franconville (95 - 10 000 kW) ;
- D'Achères (78 - réseau technique, 4 300 kW) ;
- Les Mureaux – Airbus Group (78, 4 000 kW).

De manière générale, la fourniture doit se faire dans un rayon de moins de 100 km. Ceci est rendu possible, particulièrement dans les Yvelines, avec l'existence de nombreuses plateformes de distribution comme repris sur la carte ci-dessous. Le cercle rouge représente le rayon de 50 km autour du périmètre d'étude.

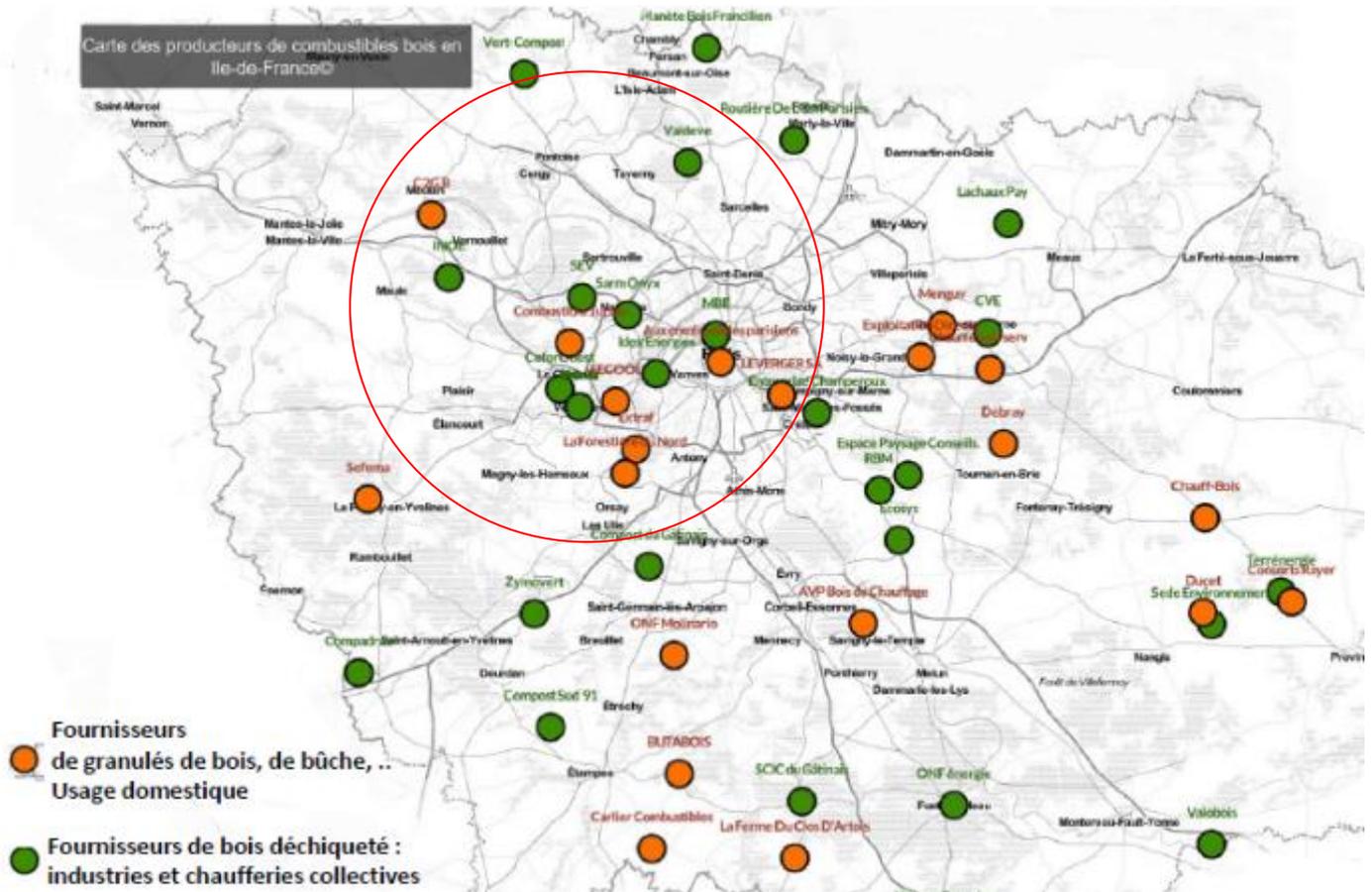


Figure 69. Carte des fournisseurs de biomasse en Ile-de-France. Sources : FrancilBois et Biomasse Energie Ile-de-France.

On constate grâce à cette carte la présence d'une plateforme biomasse-énergie à Montesson (située le long de l'A14, proche du SITRU), la Société des Espaces Verts, qui s'est orientée vers la fabrication de mix énergétique à destinations des chaufferies industrielles et collectives. Cette plateforme alimente déjà les principales chaufferies biomasse de la région (Cergy-Pontoise, Airbus Group, Saint-Germain-en-Laye,...). Elle est soumise à déclaration ICPE en tant que dépôt de bois sec ou matériaux combustible analogue.

En cas de développement du réseau de chaleur ne permettant pas de garantir un taux d'EnR&R supérieur à 70% par l'UIDND du SITRU, cette solution pourra être envisagée.

9.5.1. Contraintes

Les conditions d'implantation d'une chaufferie biomasse sont relativement contraignantes. En effet :

- Une emprise au sol importante est requise pour garantir l'implantation des zones de stockage, de manutention et les installations de combustion ;
- L'accès pour les livraisons de combustible doit être aisé (réseau routier, voies ferrées,...) ;
- L'emplacement doit être pertinent vis-à-vis du tracé du réseau projeté ou à équiper ;

Une chaufferie biomasse est une ICPE à plusieurs titres :

- En tant que chaufferie, il s'agit d'une ICPE sous la rubrique 2910 soumise à déclaration si la puissance est supérieure à 2 MW et inférieure à 20 MW ou à autorisation si la puissance de la chaufferie est supérieure à 20 MW ;
- En tant que dépôt de bois sec ou matériaux combustibles analogues, il s'agit alors d'une ICPE sous la rubrique 1532 soumise à déclaration.

L'ensemble des obligations réglementaires sont définies par la catégorie de classement. En exploitation, ces installations doivent faire l'objet d'un contrôle rigoureux :

- Des émissions, pour vérifier le bon traitement des fumées et de récupération des cendres, et ainsi éviter toute pollution atmosphérique. En Ile-de-France notamment, l'installation doit être en conformité avec le Plan de Protection de l'Atmosphère ;
- De gestion de l'approvisionnement.

9.6. Biogaz

9.6.1. Principe

C'est la décomposition de matières organiques qui crée le biogaz pouvant servir à la production de chaleur, ou d'électricité. Egalement appelé méthanisation, ce procédé consiste plus précisément en la digestion anaérobique¹ des matières organiques par des micro-organismes. C'est une réaction biologique qui se produit naturellement dans certains sédiments, marais ou rivières. Elle peut alors être reproduite artificiellement dans des usines de méthanisation.

Le procédé utilisé dans les usines de méthanisation se résume en trois étapes principales : l'hydrolyse + l'acidogénèse, l'acétogénèse et enfin la méthanogénèse.

¹ Anaérobie : Milieu dépourvu d'oxygène.

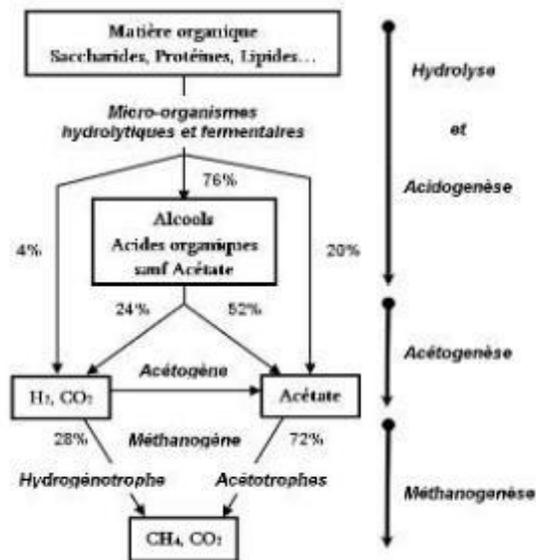


Figure 70. Principales étapes de la méthanisation.

Ce procédé consiste en une succession de dégradations faisant intervenir pour chaque étape des micro-organismes bien spécifiques. Contrairement au compostage, ce procédé est totalement dépourvu d'apport en oxygène.

On obtient en sortie un biogaz généralement composé à 60% de CH₄, 30% de CO₂ et 10% d'un ensemble de gaz (H₂O, N₂, H₂, O₂ et H₂S) et des résidus solides qui servent ensuite comme fertilisants.

Ce procédé présente de nombreux avantages et notamment :

- La réduction des odeurs et de la charge pathogène des matières traitées ;
- La réduction des émissions de gaz à effet de serre par les fermes ;
- L'utilisation de sous-produits de l'industrie alimentaire de source non agricole ;
- L'amélioration de la valeur fertilisante du fumier ;
- La production de chaleur et d'électricité par cogénération ;
- La réutilisation de la fraction fermentescible des déchets ménagers.

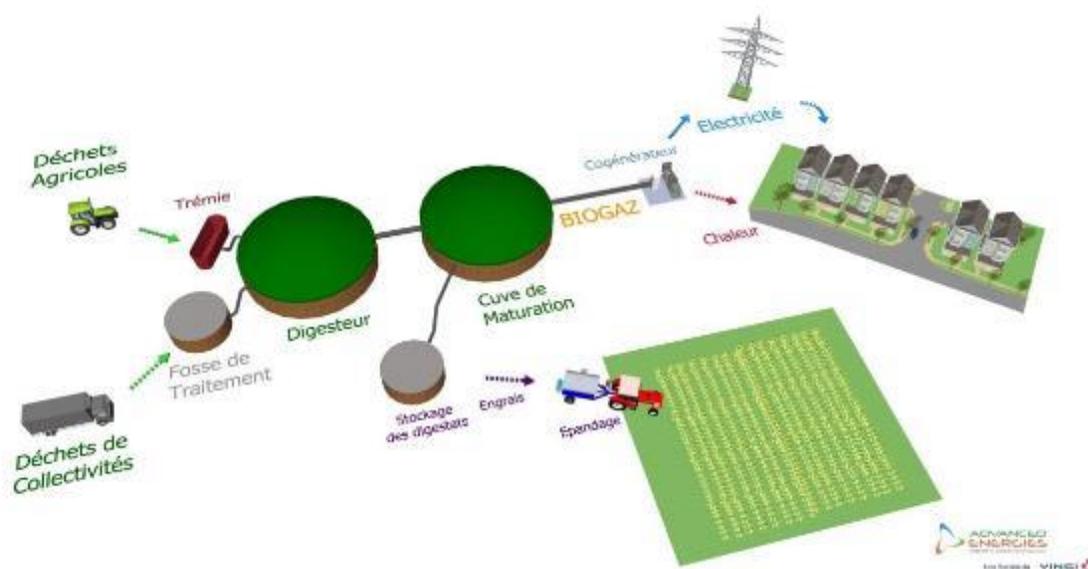


Figure 71. Schéma de principe de la filière méthanisation. Source : Advanceo Energies Groupe Vinci.

Ce procédé présente l'avantage d'être adaptable à des déchets liquides (effluents d'élevage, boues de STEP) ainsi qu'à des déchets solides (déchets alimentaires, emballages, textiles, déchets verts, déjections animales...etc.).

Enfin, l'injection du bio-méthane dans les réseaux de gaz naturel est désormais autorisée par les pouvoirs publics. Lorsque le biogaz est injecté dans le réseau, il se mélange au gaz naturel, il n'est alors plus possible de les distinguer. Il est donc nécessaire d'assurer sa traçabilité.

Pour cela, des certificats de garantie d'origine (GO) ont été mis en place. Chaque unité (MWh_{PCS}) de biogaz injecté donne lieu à l'émission d'une garantie d'origine identifiée, grâce notamment à son lieu de production et aux déchets utilisés. Lorsque le consommateur souhaite consommer du biogaz, l'achat de GO lui assure que le gaz qu'il consomme correspond à une quantité de biogaz effectivement produite. Ces garanties d'origine sont disponibles sur un marché d'échange (coût estimé : 20 €/MWh_{PCS} actuellement, 23 €HT/MWh_{PCS} en 2021).

9.6.2. Ressource

En France, la filière biogaz est encore faible mais tend à se consolider en raison de la forte augmentation prévue des besoins en raison notamment des objectifs définis dans « le plan national d'action en faveur des énergies renouvelables ». Ce plan prévoit de multiplier par 7 la production de chaleur et par 5 la production d'électricité issue de la méthanisation. Les producteurs de biogaz sont au nombre de 27 au jour de rédaction de ce rapport. Une partie est reprise sur la carte ci-dessous :

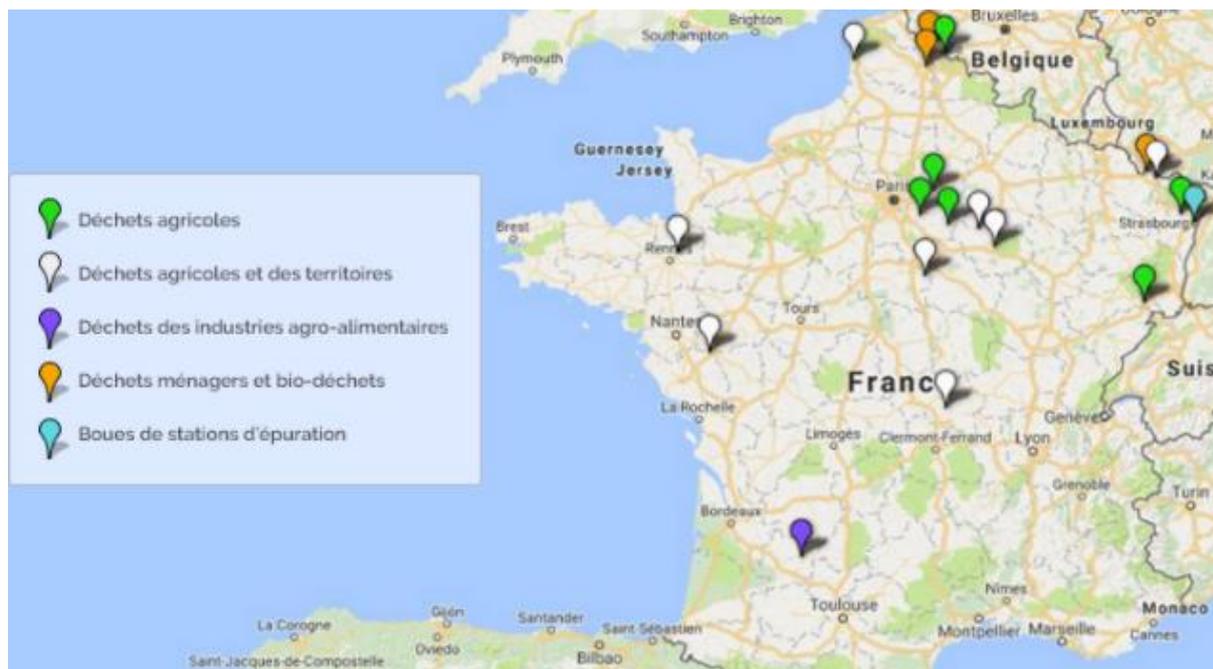


Figure 72. Producteur de biogaz en France. Source : Site Registre des Garanties d'Origine - GRDF.

Plusieurs sources de déchets fermentescibles peuvent être utilisées :

- Les déchets agricoles, qui présentent une ressource importante dans les Yvelines et dans la Boucle de la Seine, territoire en partie dédié à l'agriculture ;
- Les déchets alimentaires/agro-alimentaires ;
- Les déchets ménagers et biodéchets, qui nécessitent la mise en place de filiales de collecte dédiées, ce qui n'est aujourd'hui pas le cas sur le territoire couvert ;
- Les déchets verts collectés par le SITRU (environ 15 000 T/an) ;
- Les boues de STEP. Par exemple, il existe un traitement des boues par le SIAAP dans l'usine de Seine Aval à Achères, Maisons-Laffitte et Saint-Germain-en-Laye et récupération du biogaz dû à la digestion des boues (170 000 m³/j). Ce biogaz couvre déjà 60% des besoins énergétiques de l'usine.

Les Yvelines semblent donc disposer d'une ressource importante pour la mise en place d'une nouvelle filière de méthanisation qui doit se structurer.

Pour l'alimentation d'un réseau de chaleur, cette possibilité ne peut être, en l'état actuel de la filière, qu'une solution d'appoint ponctuel en raison du surcoût entraîné par la valorisation de cette énergie.

9.6.3. Contraintes

Cette voie de verdissement du réseau est prometteuse mais freinée de plusieurs façons :

- Encore trop méconnue du grand public ;
- Le contrôle et la gestion des réactions chimiques requises sont contraignants ;
- Il est primordial d'effectuer une très bonne maintenance des équipements ;
- Répartition inhomogène sur l'année des apports organiques ;

- Le pouvoir méthanogène des déchets varie énormément, des mélanges sont nécessaires pour assurer un rendement suffisant.

Les installations de méthanisation sont classées pour l'environnement sous la rubrique ICPE n°2781 et soumises, en fonction de leur capacité de traitement et du type de déchets traités, à autorisation, à enregistrement ou à déclaration :

2781-1. Méthanisation de matière végétale brute, effluents d'élevage, matières stercoraires, lactosérum et déchets végétaux d'industries agroalimentaires :	
a) La quantité de matières traitées étant supérieure ou égale à 60 t/j	Autorisation
b) La quantité de matières traitées étant supérieure ou égale à 30 t/j et inférieure à 60 t/j	Enregistrement
c) La quantité de matières traitées étant inférieure à 30 t/j	Déclaration
2781-2. Méthanisation d'autres déchets non dangereux	Autorisation

Figure 73. Rubriques ICPE des installations de méthanisation.

10. Evolutions et développements envisagés du réseau

10.1. Situation de référence

Les données reprises par la suite permettent de fixer l'état du réseau de chaleur qui servira de référence à la suite de l'étude. Le réseau de chaleur se trouvant en fin de délégation (au 31/12/2018), il a été décidé de prendre la situation à cette date comme référence.

10.1.1. Raccordements d'ici la fin de la délégation

Le programme d'extension 2017/2018 prévoit la réalisation de 4 branches ou antennes qui rentreront dans la situation de référence. Ces extensions permettront le raccordement de 15 nouveaux abonnés :

Id	Extensions	Nom Immeuble	Maitre d'ouvrage	Adresse	Ville	Chauff. (MWh _{ut})	ECS (MWh _{ut})	Conso Totale (MWh _{ut})
212	Chatou République	GS Jules Ferry	Chatou	49, rue Léon Barbier	Chatou	312	24	336
370	Chatou République	Résidence Les Moulins	Copropriété	105 Rte des Maisons	Chatou	496	186	682
382	Carrières	Résidence Val d'Eglantine	Copropriété	Résidence Val d'Eglantine	Carrières	960	360	1 320
383	Carrières	Résidence la Pierre	Copropriété	Résidence la Pierre	Carrières	440	165	605
388	Houilles Centre-Ville	Résidence Les Genêts	Copropriété	Rue de la Marne	Houilles	0	1 800	1 800
406	K&B	Kaufman & Broad	Copropriété	184 Rte des landes	Chatou	62,5	62,5	125
530	Houilles Centre-Ville	Ecole primaire J. Guesde	Houilles	Allée Albert Laporte	Houilles	480	0	480
531	Houilles Centre-Ville	Mairie	Houilles	Allée Albert Laporte	Houilles	240	0	240
533	Houilles Centre-Ville	DAS DRH	Houilles	Allée du 8 Mai 1945	Houilles	84	0	84
534	Houilles Centre-Ville	Crèche Charles de Gaulle	Houilles	Allée du 8 Mai 1945	Houilles	72	0	72
535	Houilles Centre-Ville	Services Municipaux	Houilles	Allée du 8 Mai 1945	Houilles	36	0	36
536	Houilles Centre-Ville	DSI DF	Houilles	Allée du 8 Mai 1945	Houilles	24	0	24
905	Houilles Centre-Ville	DISJEE	Houilles	Allée du 8 Mai 1945	Houilles	20	0	20
529	Houilles Centre-Ville	Service technique	Houilles	Allée du 8 Mai 1945	Houilles	600	0	600
TOTAL						3 827	2 598	6 424

Figure 74. Prospects raccordement 2017-2018.

Cette analyse prend en compte les raccordements les plus probables à la rédaction de ce rapport. Si une partie de ces raccordements n'était pas réalisée d'ici à la fin de la délégation, la réflexion reste correcte, car il est possible de considérer un simple report dans le temps (des investissements et livraisons).

Elle ne prend par contre pas en compte un possible raccordement avant la fin de la délégation de l'Union de chaufferie Champs-Mouton – Bel Air – Champagne (7 500 MWh/an) située au croisement Renoir / Maupassant à Chatou. Ces copropriétés disposent d'une chaufferie commune située à moins de 100m du réseau de chaleur et une proposition commerciale a été émise. Une assemblée générale qui doit se tenir en juin 2017 statuera du raccordement ou de la prolongation du contrat gaz.

Branche Houilles

Il s'agit de l'extension la plus importante (environ 1 320m) du programme de développement, qui permettra le raccordement de 10 nouveaux bâtiments parmi lesquels 9 du patrimoine communal. En effet, la Ville de Houilles est particulièrement volontariste pour alimenter les bâtiments communaux grâce au réseau de chaleur, avec le raccordement de bâtiments représentant de faibles besoins (consommation inférieure à 70 MWh/an et puissance installée entre 20 et 60 kW).

Le plan du raccordement à partir de la branche Houilles existante est le suivant :

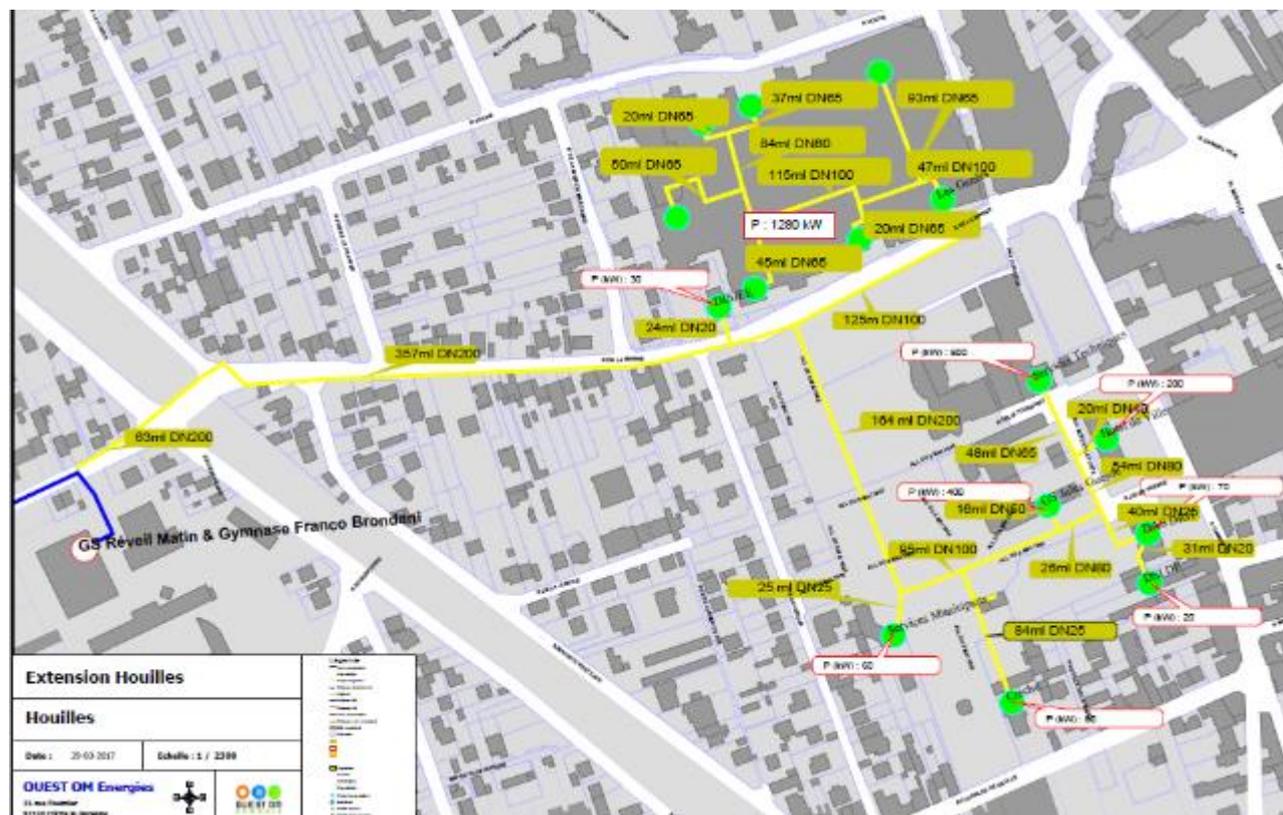


Figure 75. Plan extension Houilles. Sources : OOME.

L'abonné le plus important est la résidence Marceau/Genêts à Houilles avec une consommation annuelle de 1 800 MWh. Il s'agit d'une copropriété de 640 logements qui a la particularité de présenter seulement une production d'eau chaude collective en pied de bâtiment, le chauffage étant individuel. La mise en œuvre de sept petites sous-stations a été préférée à la réalisation d'une seule (il existe actuellement 7 production d'ECS en pied d'immeubles).

Les travaux débuteront à la fin du printemps 2017 pour une mise en service au début de la saison de chauffe 2017/2018. La principale difficulté de ces travaux concerne le franchissement de la voie ferrée. Le dimensionnement des canalisations anticipe un futur développement vers le secteur gare plus au sud (DN 200 jusqu'au milieu du Parc derrière l'école)

Branche Carrières - Copropriétés

Cette extension concerne deux copropriétés (Val d'Eglantine et la Pierre) pour environ 1 900 MWh/an pour une longueur d'environ 1200 m.

Il était prévu au départ le raccordement d'une 3^{ème} copropriété, la résidence Monceau, pour une consommation supplémentaire d'environ 3 000 MWh (2 200 MWh Chauffage et 800 MWh ECS) pour

276 logements, qui permettait à la branche de bénéficier d'une bonne densité linéaire. La décision de se raccorder au réseau de chaleur a été repoussée par les copropriétaires, un raccordement sera donc envisagé à plus longue échéance.

Les travaux auront lieu au cours de l'été 2017. L'extension partira du bout de l'antenne Centre de Secours sur la branche Chatou du réseau. Le plan est repris ci-dessous.

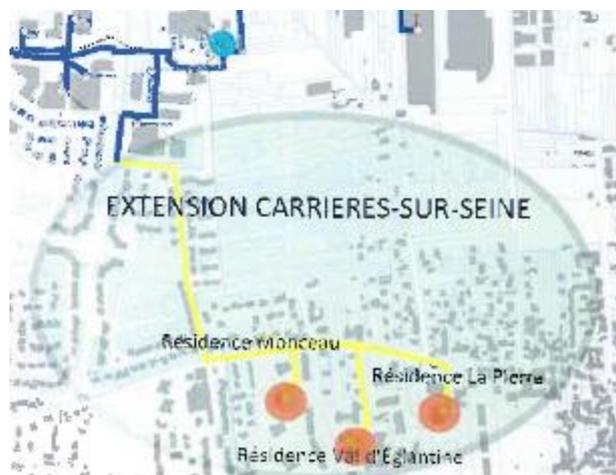


Figure 76. Plan extension Carrières - Copropriétés 2017. Sources : OOME.

Branche Chatou - République

D'ici fin 2018, seule la résidence des Moulins sera raccordée sur cette antenne d'environ 380 m, le raccordement du groupe scolaire Ferry devrait avoir lieu pour la rentrée 2019. Il s'agit de la première phase d'un développement plus important vers le boulevard de la République à Chatou, qui nécessite le lancement de projets immobiliers encore en projet pour aboutir dans sa totalité. Le reste du développement est repoussé à début 2019.

Néanmoins, la branche principale de réseau présentée ci-dessous est dimensionnée de manière à pouvoir alimenter la quasi-totalité des prospects de cette future branche (DN125). Les travaux auront lieu au cours de l'été 2017 pour un raccordement au début de la saison de chauffe 2017/2018. Cette nouvelle antenne partira de la branche Chatou avant la résidence De Vlamincq.

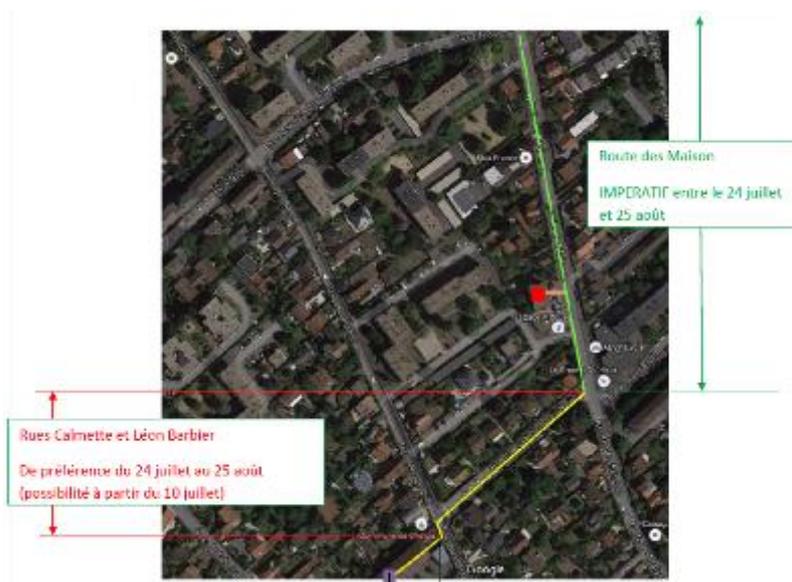


Figure 77. Plan extension Chatou - République 2017/2018. Source : OOME.

Kaufman & Broad

Cette résidence comporte 25 logements et est située route des Landes à Chatou. Le raccordement au réseau de chaleur est prévu en 2018 pour la livraison de la résidence. L'antenne d'environ 80m partira de la résidence des Landes, déjà raccordée au réseau de chaleur.

La consommation prévisionnelle est de 125 MWh pour une puissance souscrite de 80 kW.

10.1.2. Besoins énergétiques de la situation de référence

Le périmètre pris en compte pour la situation de référence est celui correspondant aux bâtiments :

- déjà raccordés au réseau sur le périmètre existant à fin 2016
- qui seront raccordés au cours de la campagne d'extension 2017/2018

Besoins des abonnés

En plus des extensions prévues et présentées précédemment, et au vu des informations fournies, nous avons considéré pour cette étude que seule la Cité du Petit Bois de France Habitation évoluera d'ici 2018 en raison de la réhabilitation en cours.

En MWh ut	Besoins 2016			Besoins 2018			Evolution
	Chauffage	ECS	Total	Chauffage	ECS	Total	
Cité du Petit Bois	3 651	1 822	5 473	2 981	1 822	4 803	-12%

Au cours de cette période, 406 logements sur 608 vont subir une rénovation complète. Pour ces logements, une diminution de la consommation de chauffage de 25% est prise en compte. Tous les logements restant occupés, la consommation d'eau chaude sanitaire est la même qu'en 2016.

Les autres abonnés présentent les consommations standards déterminées au chapitre *Audit énergétique*.

En tenant compte de ces éléments, on obtient les consommations annuelles à fin 2018 suivantes pour la totalité du réseau de chaleur :

Consommations chauffage (MWh _{ut})	Consommation ECS (MWh _{ut})	Consommations Totales (MWh _{ut})	Evolution par rapport à 2016
31 310	10 690	42 000	+ 14,5 %

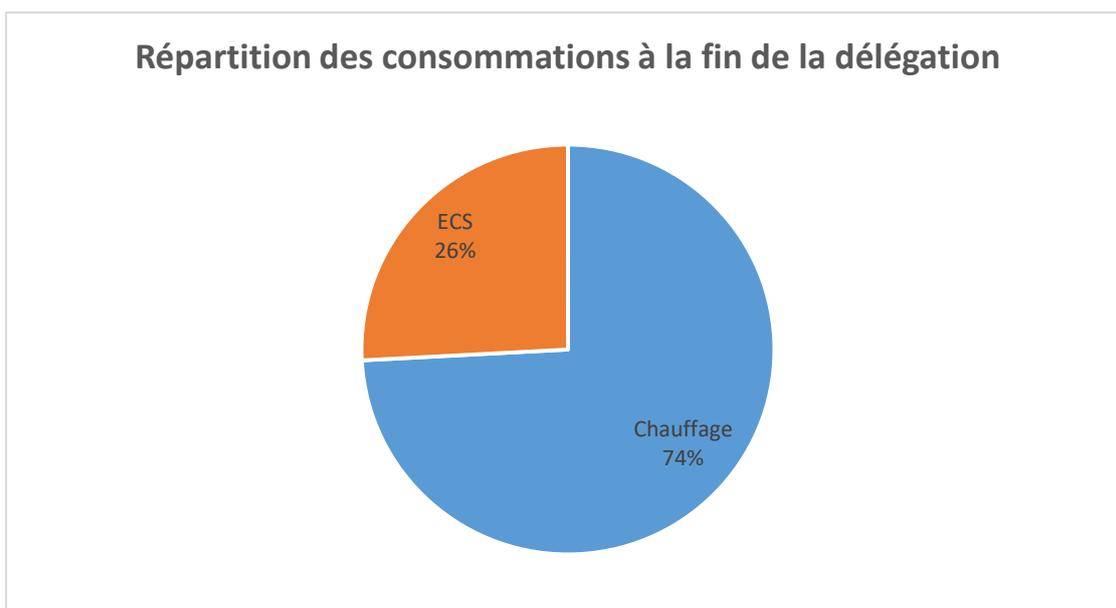


Figure 78. Répartition des besoins entre ECS et chauffage en fin de délégation.

La forte augmentation de la part ECS (passage de 22 à 26% des besoins) s'explique par le raccordement de l'ECS seule sur la résidence les Genêts (640 logements – 1 800 MWh/an).

Les puissances souscrites seront alors d'environ 26 100 kW contre 22 974 kW actuellement.

Production

Les monotones suivantes permettent d'appréhender le profil de production du réseau de chaleur à l'horizon 2018 suivant les besoins présentés ci-dessus :

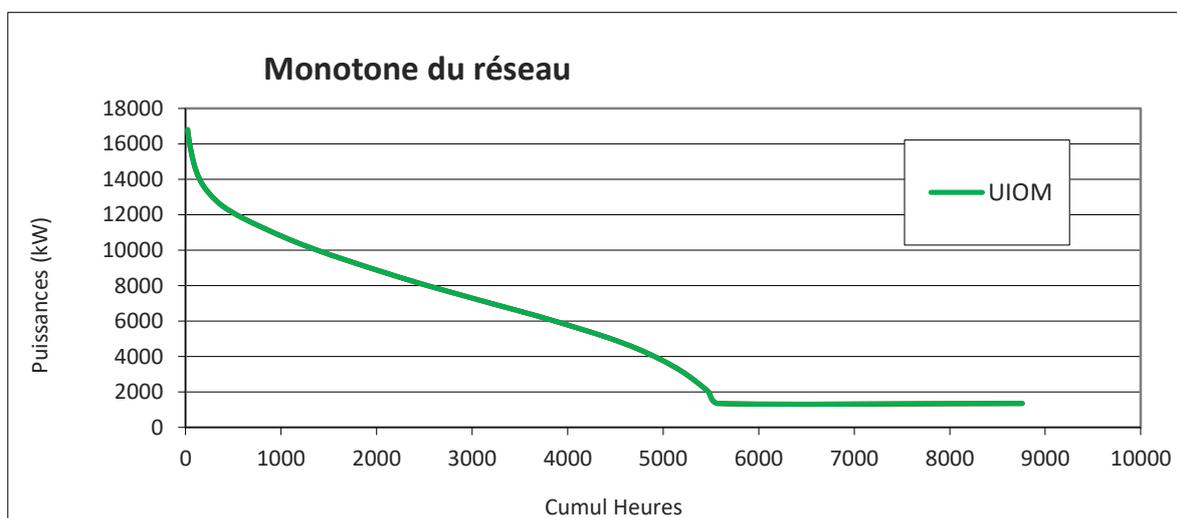


Figure 79. Monotone du réseau en situation de référence.

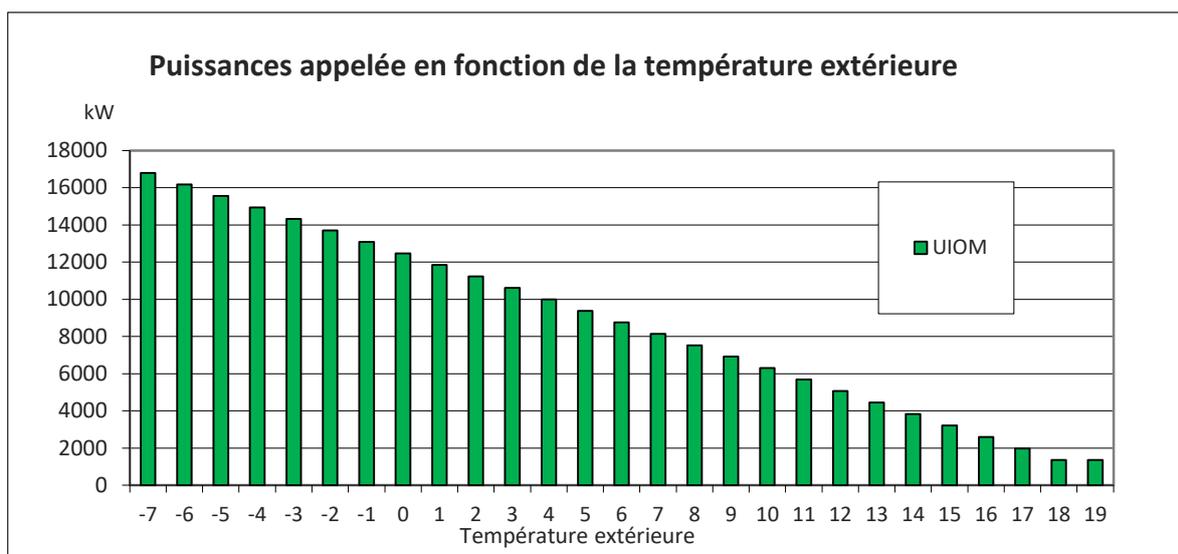


Figure 80. Puissance appelée en fonction des températures extérieures en situation de référence.

La puissance appelée maximale en chaufferie est alors de 16,8 MW. Etant donné la capacité actuellement installée, aussi bien en EnR&R (24,2 MW de disponible), qu'en secours (27 MW fioul) :

- les besoins sont entièrement couverts par les moyens de production existants ;
- la chaufferie continue à servir uniquement en secours.

La production annuelle est alors de 46 040 MWh, dont 98% (2% d'indisponibilité de l'incinérateur) est fournie par la chaleur fatale, le reste étant secouru par le fioul (950 MWh). Le contenu CO₂ du réseau reste autour de 0,007 kg/kWh_{livré}, avec l'émission d'environ 305 T/an.

Mensuellement, et en conservant l'arrêt complet de l'Usine CRISTAL au mois d'Avril, la production se répartit de la manière suivante :

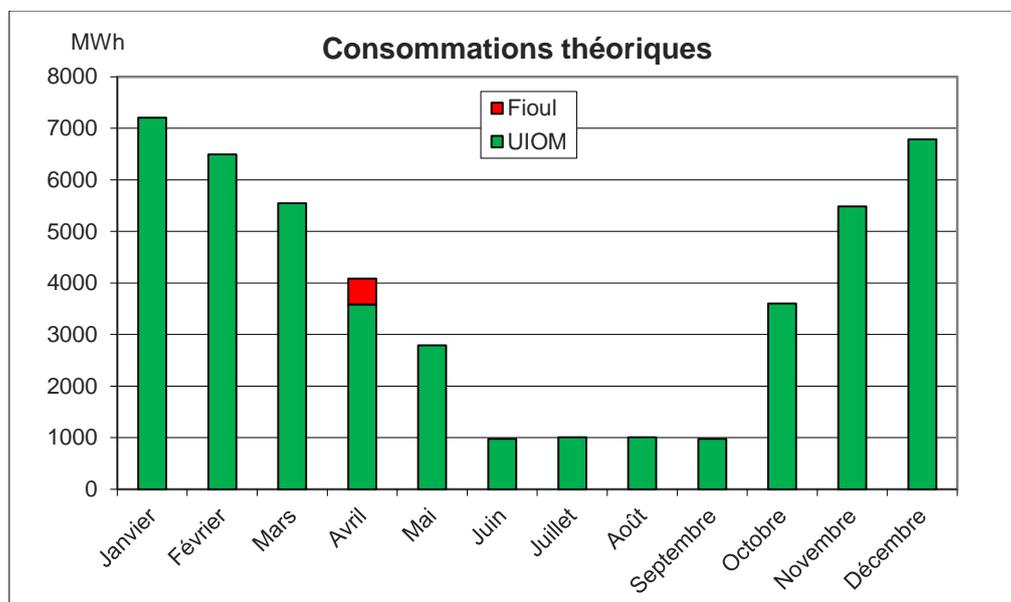


Figure 81. Répartition mensuelles des besoins en conditions standards en situation de référence.

10.1.3. Situation économique de référence

Suite à l'audit économique réalisé précédemment et dans le cadre de la nouvelle délégation, il est possible de revoir entièrement la structure tarifaire, en gardant à l'esprit que le tarif actuel est d'environ 70,4 €TTC/MWh (valeur 2016, année à rigueur climatique standard), soit environ 780 €TTC de facture énergétique pour un logement standard (65m² - 170 kWh/m²).

Dans la mesure du possible, le prix de la chaleur en fin de développement dans le cadre du futur contrat ne devra pas dépasser ce tarif de base.

10.1.4. Synthèse situation de référence

RESEAU 2018	
Chaleur vendue à 2300 DJU (MWh _{ut} /an)	42 000
<i>Dont chauffage (MWh_{ut}/an)</i>	31 310
<i>Dont ECS (MWh_{ut}/an)</i>	10 690
Puissance souscrite (MW)	26,1
Production de chaleur (MWh _{ut} /an)	46 040
<i>Dont valorisation chaleur fatale (MWh_{ut}/an)</i>	45 090
<i>Dont secours fioul (MWh_{ut}/an)</i>	950
Taux d'EnR&R	98 %
Puissance appelée en tête de réseau (MW)	16,8
Puissance chaleur fatale disponible (MW)	24,2
Puissance appoint/secours disponible (MW)	27
Longueur réseau (ml)	11 190
Densité linéaire (MWh _{ut} /ml)	3,75
Nombre de programmes immobiliers desservis	45

Figure 82. Récapitulatif des caractéristiques du réseau en fin de délégation (situation de référence).

Le plan du réseau sera alors le suivant :

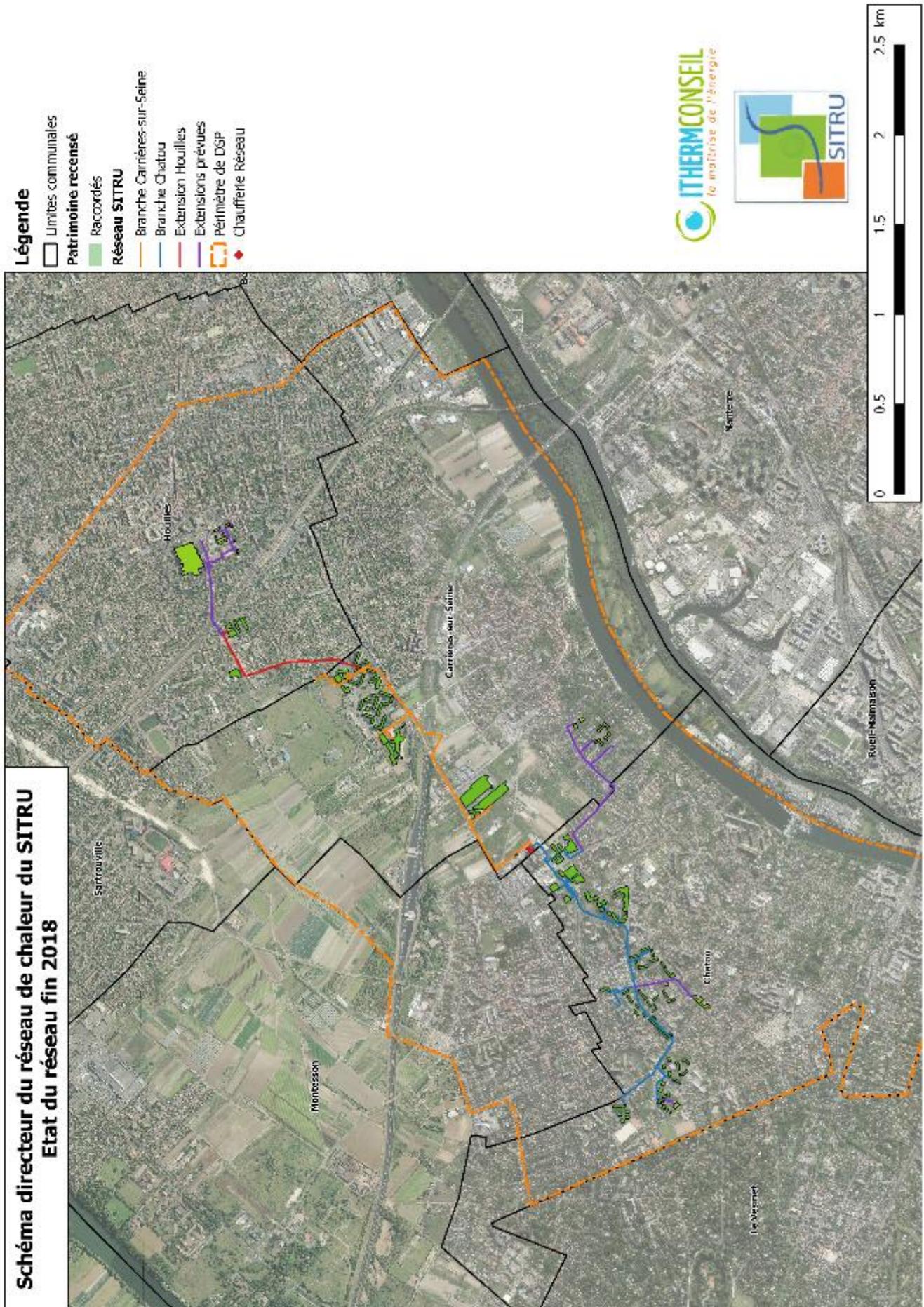


Figure 83. Plan du réseau de chaleur du SITRU en fin de délégation (situation de référence).

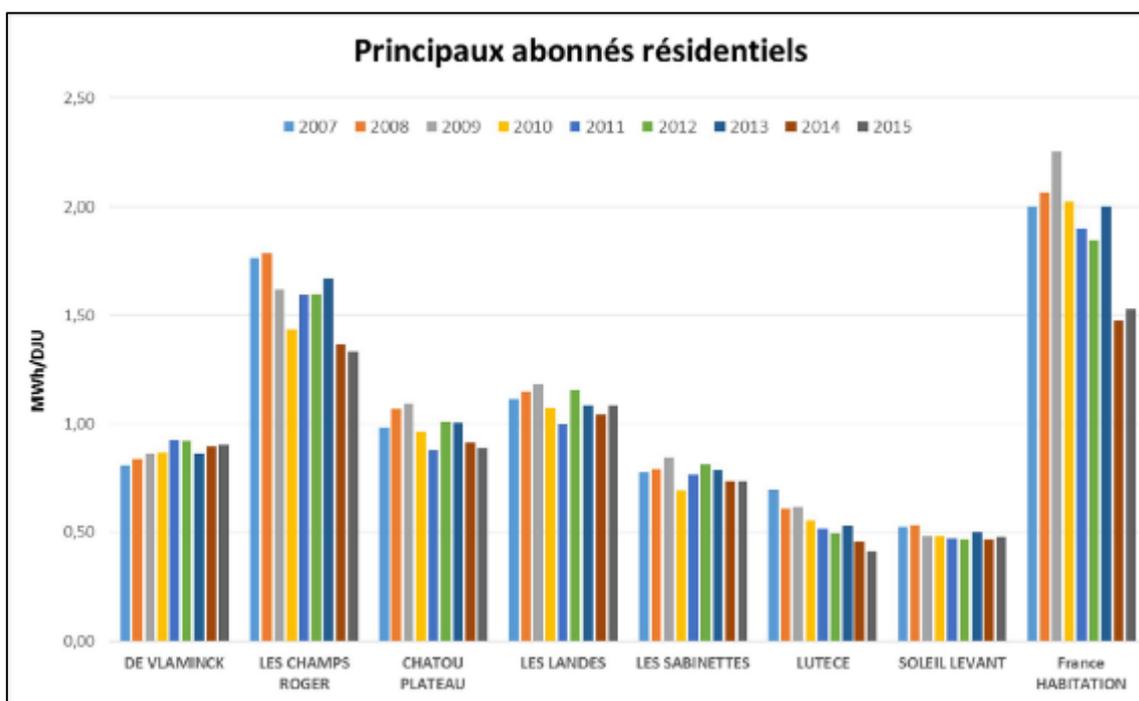
10.2. Evolution et développement envisagés sur la desserte du réseau

Etant donné la réserve de puissance UIDND restant disponible sans modification des installations, le réseau de chaleur actuel peut se développer en conservant les moyens de production EnR&R actuels. Les moyens d'appoint/secours pourront par contre être augmentés suivant les scénarios. L'objectif est de conserver un bon taux EnR&R, c'est-à-dire un taux d'EnR&R supérieur à 70% en fin de développement de manière à rester éligible pour les subventions du Fonds Chaleur.

10.2.1. Evolution des bâtiments raccordés ou en cours de raccordement

Abonnés raccordés à fin 2016

Une partie des bâtiments raccordés actuellement sur le réseau de chaleur a pris des mesures depuis plusieurs années pour réduire les consommations d'énergie. Les graphiques ci-dessous, issus du rapport de suivi 2015 de NALDEO, montrent l'évolution de chaque abonné entre 2007 et 2015 :



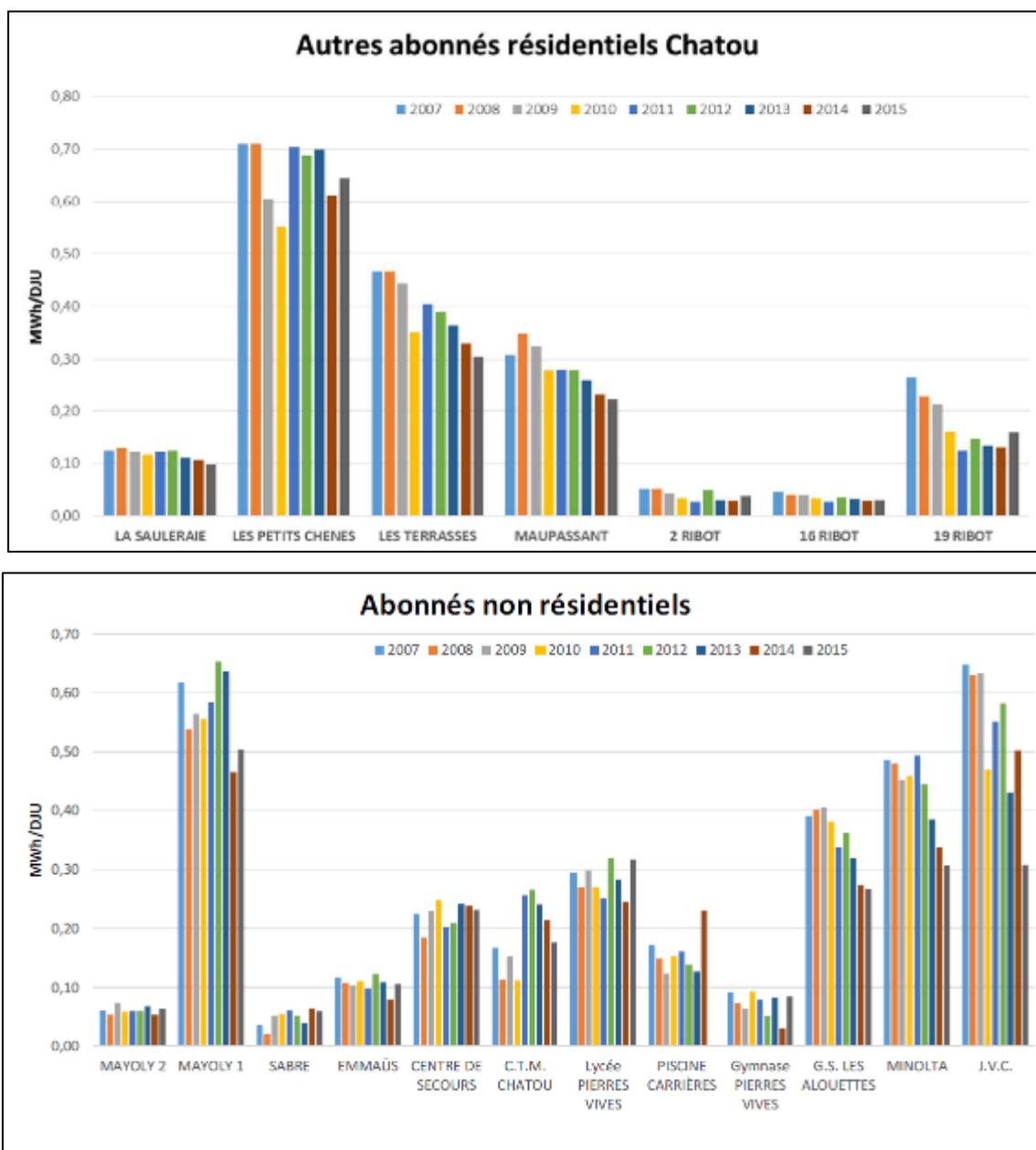


Figure 84. Evolution des consommations chauffage des bâtiments raccordés au réseau de chaleur. Source : Naldeo.

Ces graphiques montrent notamment les réductions suivantes de 2007 à 2015 :

- JVC : -57%
- Groupe Scolaire les Alouettes : -43%
- Minolta : -41%
- 19 rue de Ribot : -41%
- Les Terrasses : -34%
- France Habitation Petit Bois : -30%
- Les Champs Roger : -28%
- Maupassant : -28%

Pour ces abonnés, cette forte diminution de consommation sur une décennie traduit de nombreux efforts pour mieux maîtriser la consommation d'énergie. Une diminution complémentaire de la consommation de chauffage, modérée (8%) et répartie entre 2018 et 2030, sera appliquée sur tous les abonnés pour tenir compte d'efforts ponctuels qui pourraient être engagés (isolation, double vitrage, gains de conduite,...).

Pour la Cité du Petit Bois de France Habitation en réhabilitation complète, l'évolution transmise par le maître d'ouvrage a été prise en compte, à savoir :

- Avant 2018 : Réhabilitation de 446 logements sur 608, soit une diminution de consommation de chauffage de 25 % sur ces logements, la consommation d'ECS restant constante ;
- 2018-2020 : Démolition des 162 logements restants, et raccordement des nouveaux îlots E et A pour un total de 132 logements neufs avec production de chauffage et d'ECS collective ;
- 2020-2023 : Raccordement des îlots B1, B2, B3, C et D1 pour un total de 180 logements neufs avec production de chauffage et d'ECS collective ;
- Après 2028 : Raccordement de l'îlot D2 (40 logements neufs) dont la livraison est prévue en 2018, qui ne sera dans un premier temps pas raccordé au chauffage urbain ;

Abonnés raccordés d'ici la fin de la DSP

Pour l'ensemble de ces programmes existants (hormis Kaufman & Broad - voir 10.1.2 *Besoins énergétiques de la situation de référence*), il a été considéré, comme pour les bâtiments raccordés, une diminution progressive de 8% des consommations de chauffage sur la période 2018-2030 traduisant des efforts ponctuels de maîtrise des consommations énergétiques. Les consommations d'ECS lorsqu'elles existent sont considérées comme constantes.

Le programme Kaufman & Broad étant un projet de logements neufs, les consommations sont considérées stables jusqu'à 2030, la construction devant répondre à la RT2012.

10.2.2. Patrimoine existant

Pour la détermination des consommations actuelles du patrimoine existant non raccordé au réseau de chaleur, la procédure suivante a été mise en œuvre :

- Contact avec le maître d'ouvrage ou son assistant en vue d'obtenir des renseignements sur les installations thermiques et consommations ;
- Sans réponse du maître d'ouvrage malgré des relances jusqu'à fin Février 2017, des estimations ont dû être réalisées. Pour cela, nous avons recherché pour chaque ensemble immobilier conséquent du territoire d'étude la présence ou non d'une chaufferie :
 - Si absence : Le programme a été considéré comme ne disposant pas d'une production de chauffage et d'ECS collective et a été éliminé de l'étude ;
 - Si présence d'une chaufferie, réalisation d'estimations en partant du principe que le programme dispose d'une production de chauffage collective et que la moitié est alimenté en ECS collective. Les estimations sont alors basées sur :
 - le nombre de logements pour les programmes d'habitation et lorsque cette information a été transmise par la ville ;

- la surface calculée à partir de la surface au sol multipliée par le nombre d'étage hors rez-de-chaussée pour les autres. A cette surface a été appliqué un coefficient de 0,9 pour prise en compte des parties communes.

Les hypothèses de consommations prises en compte sont les suivantes :

	Ecole	Ecole neuf	Gymnase	Logement ancien	Logement neuf	Santé	Tertiaire	Tertiaire neuf
Chauffage (kWh _{ut} /m ²)	80	43	20	110	35	80	80	43
ECS (kWh _{ut} /m ²)	10	10	5	46	46	10	7	7
Chauffage (MWh _{ut} /lgt)				8	2,5			
ECS (MWh _{ut} /lgt)				3	2,5			

Figure 85. Hypothèses prises pour les estimations.

Pour les bâtiments anciens, sauf indications contraires et plus engageantes du maître d'ouvrage, une diminution de consommation de chauffage de 8% répartie sur 2018-2030 a été prise en compte.

Nous avons aussi pris en compte dans ce recensement les projets de permis de construire de plus de 40 logements lorsque les villes ont transmis ces informations. Les hypothèses de consommations sont alors basées sur la consommation d'un logement neuf.

10.2.3. Projets d'aménagement et d'urbanisation

Au cours de cette étude, les projets d'aménagement et de développement urbanistique suivants ont été analysés :

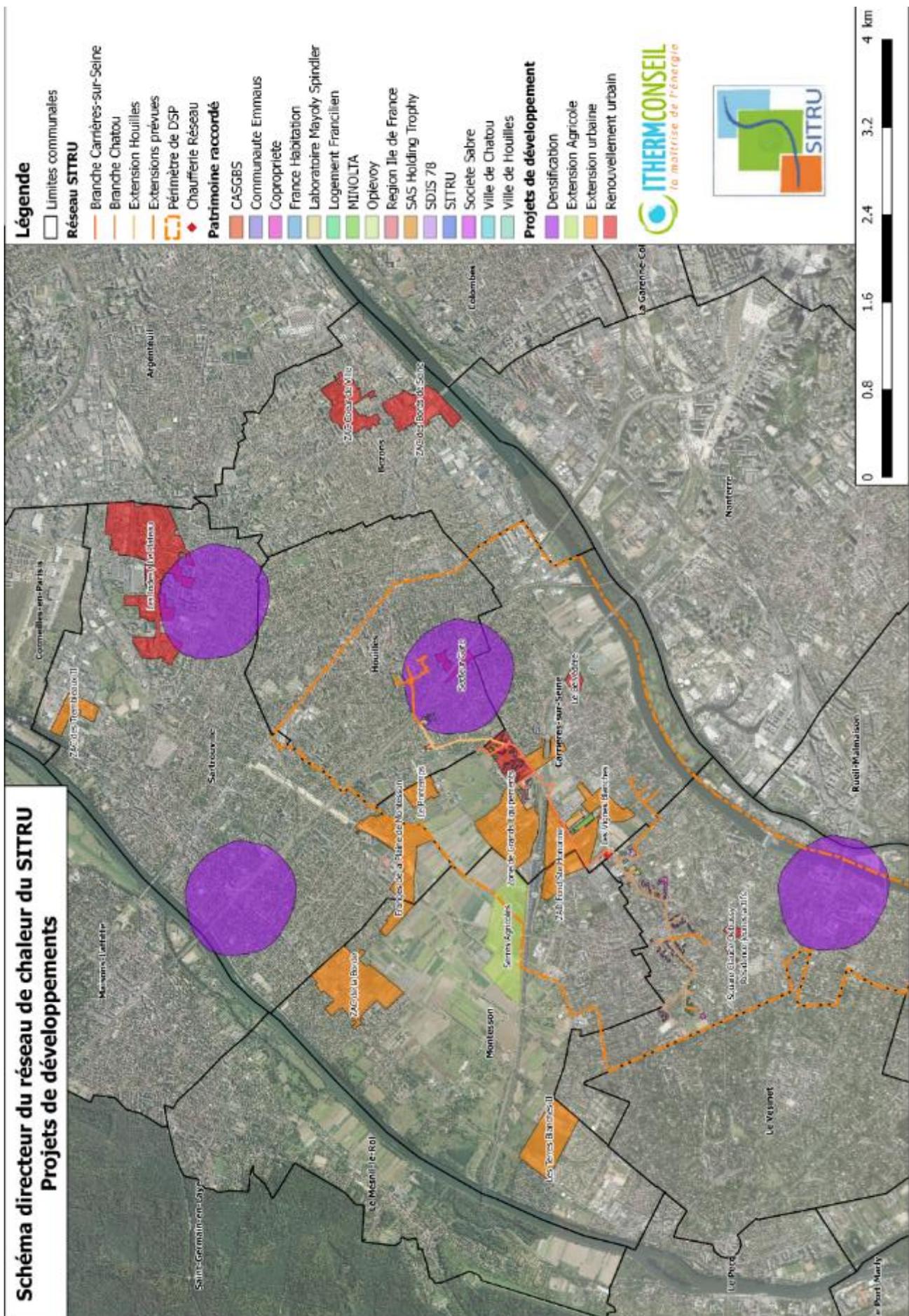


Figure 86. Projets d'aménagements recensés. Sources : Itherm Conseil et IAU.

Parmi ces nombreux projets, seulement une partie a été prise en compte pour l'étude. Ont par exemple été écartés :

- Gare Sartrouville les Indes et secteur OAP Nord Houilles : Le développement de ces deux zones est conditionné à l'ouverture de la gare lors de l'arrivée du tramway T11, qui aura lieu au plus tôt en 2027.
- Frange – Plaine de Montesson à Sartrouville : Aucun élément programmatif n'a été transmis ou n'est disponible en ligne ;
- ZAD de la Borde à Montesson : déjà bien avancée par rapport à l'échéance du contrat actuel avec la livraison des premiers bâtiments dès 2018, le reste du développement et les besoins à proximité présentent un trop faible potentiel par rapport à son éloignement au réseau ;
- ZAC Cœur de Ville à Bezons : en cours d'achèvement (moins de 500 logements restent à livrer, au plus tard en 2019/2020), le déploiement de cette ZAC sera terminé à l'horizon du déploiement possible du réseau.
- Secteur Chatou – République : La ville ayant transmis les éléments prévisionnels de déploiement par terrain (projets de permis de construire), chacun des projets a été pris en compte indépendamment.
- Gare de Houilles – Densification : La gare de Houilles fait déjà l'objet d'un programme important de développement avec les deux secteurs Gare (Ilot Nord et Sud) pris en compte dans l'étude. Disposant par contre de peu d'informations quant au reste du développement, et les différents scénarios prévoyant déjà un raccordement de la zone, les raccordements dans cette zone permettront de densifier le réseau.
- ZAC Grands Equipements / Vignes Blanches à Carrières-sur-Seine : Reprises encore dans certains documents, ces ZAC semblent mises entre parenthèses pour le moment. Situées à proximité immédiate de l'artère structurante du réseau (Branche Carrières-sur-Seine), ces ZAC nécessitent une faible puissance et présentent des besoins pouvant en partie être alimentés par les retours du réseau. Leur raccordement pourra facilement être envisagé si leur développement est relancé.

Le raccordement des secteurs suivants a été pris en compte pour l'analyse avec les caractéristiques données :

Nom Programme	Ville	Nb lgt	Date dévelop.	Type chauf.	Type ECS	Conso. Chf. (MWh)	Conso ECS (MWh)	Conso. Totale (MWh)
Secteur Gare Ilot Sud	Houilles	310		Collectif	Collective	999	811	1 810
Secteur Gare - Ilot Nord	Houilles	200		Collectif	Collective	1 016	584	1 600
ZAC Trembleaux	Sartrouville		2017-2025	Collectif	Collective	735	525	1 260
PRU Les Indes	Sartrouville	1500	2017-2037	Collectif	Collective	3 750	3 750	7 500
ZAC Cœur de ville	Bezons	700	2020	Collectif	Collective	1 750	1 750	3 500
ZAD Terres Blanches II	Montesson	700	2020-2030	Collectif	Collective	1 750	1 750	3 500
ZAD Fond St Honorine	Montesson	220	2020-2030	Collectif	Collective	550	550	1 100
ZAC de Bordes	Montesson	220	2018-2020	Collectif	Collective	550	550	1 100
PC Franco Suisse 1	Chatou	69	2020	Collectif	Collective	173	173	345
PC Franco Suisse 2	Chatou	60	2020	Collectif	Collective	150	150	300

Nom Programme	Ville	Nb lgt	Date dévelop.	Type chauf.	Type ECS	Conso. Chf. (MWh)	Conso ECS (MWh)	Conso. Totale (MWh)
ZAC Le Printemps	Carrières	125	2022	Collectif	Collective	313	313	625
Total						11 736	10 906	22 640

Figure 87. Projets pris en compte et caractéristiques.

Quelques compléments permettant de mieux comprendre l'analyse sont repris ci-dessous :

- **Secteur Gares Houilles** : Ce projet porté par Eiffage prévoit la construction de deux ilots :
 - Ilot Sud Gare avec 310 logements et 5 200 m² de bureaux, pour lequel un premier permis de construire a été déposé ;
 - Ilot Nord Gare avec 200 logements, 5 600 m² de commerces et 5 500 m² d'hôtel

La consommation est estimée à 3 400 MWh, et la puissance à installer à 1 400 kW. L'extension vers Houilles est dimensionnée pour pouvoir alimenter cette zone en DN 200. Les travaux devraient commencer fin 2017, et le phasage des travaux avec le renouvellement de la délégation est à étudier de près.

- **PRU Les Indes** : Il s'agit de la reconstitution de l'offre de logements dans le cadre du projet de renouvellement urbain du quartier les Indes à Sartrouville. Les 1 500 logements gérés par le bailleur Logement Français seront progressivement démolis et reconstitués sur la période 2017 – 2037. Ce projet d'évolution s'accompagne de modifications du réseau technique de chaleur interne à la cité qui serait voué à disparaître.

Une diminution progressive des besoins sur la Cité existante suivant un phasage prévisionnel transmis a été pris en compte, de même qu'une montée en charge progressive de l'offre de logements neufs.

10.2.4. Développements envisageables

L'ensemble des éléments présentés dans ce chapitre, à savoir :

- L'évolution du patrimoine raccordé ;
- Les programmes immobiliers raccordables ;
- Les projets d'urbanisme et d'aménagement ;

nous ont permis de lister et de placer sur une carte les besoins de chaleur sur le territoire d'étude.

Il en ressort la carte de chaleur présentée sur la page suivante. Celle-ci est bâtie en repérant géographiquement l'ensemble des besoins recensés et en pondérant le cercle de couleur entourant ce point en fonction de la consommation totale estimée à l'horizon 2030, donnant ainsi un aperçu du panorama énergétique du territoire.

Cette carte fait ressortir 4 ensembles :

- Sartrouville Vieux-Pays – Les Indes ;
- Bezons ;
- Le territoire Chatou – Houilles – Carrières – Montesson Centre-Ville ;
- La zone Sartrouville Ouest.

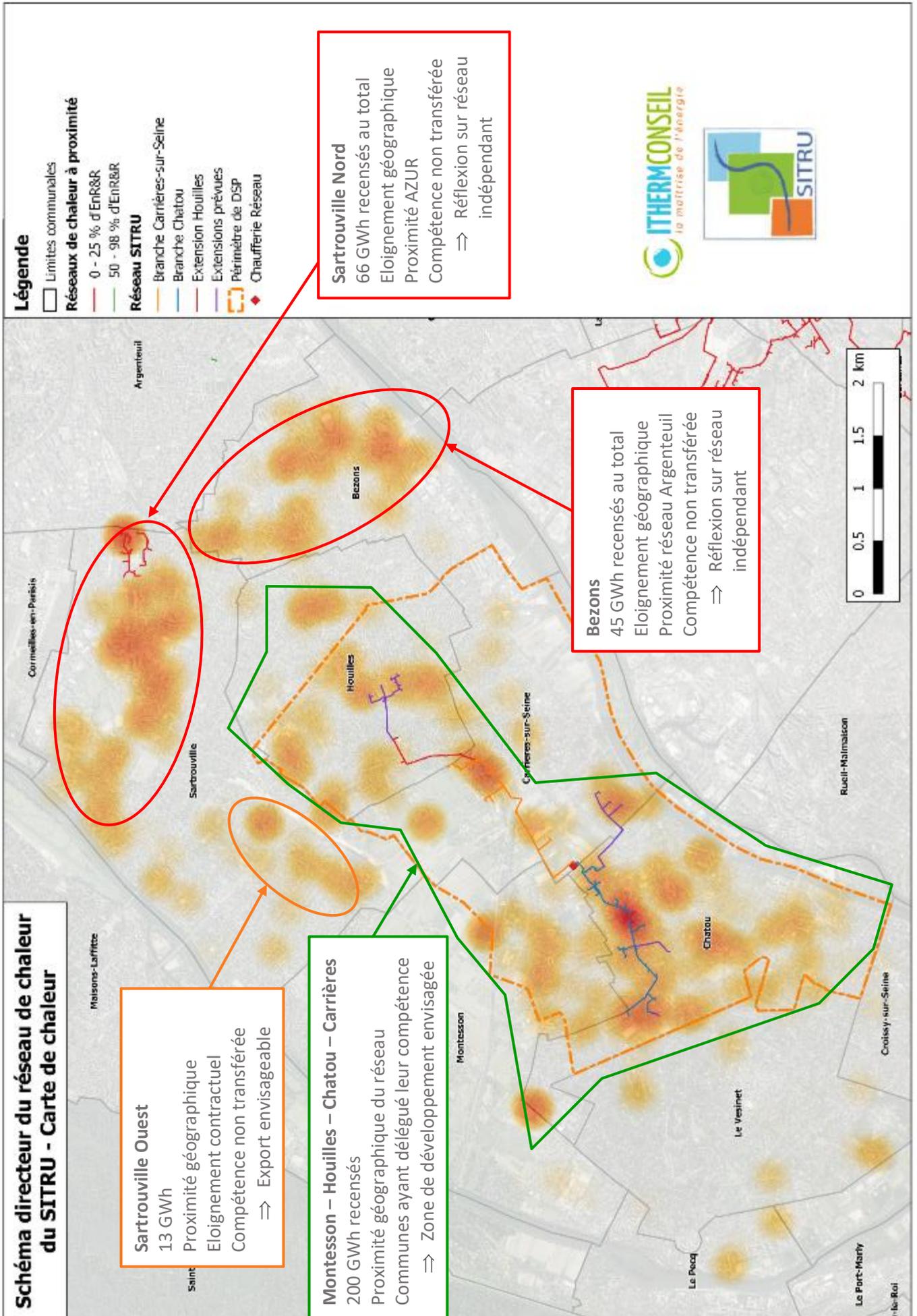
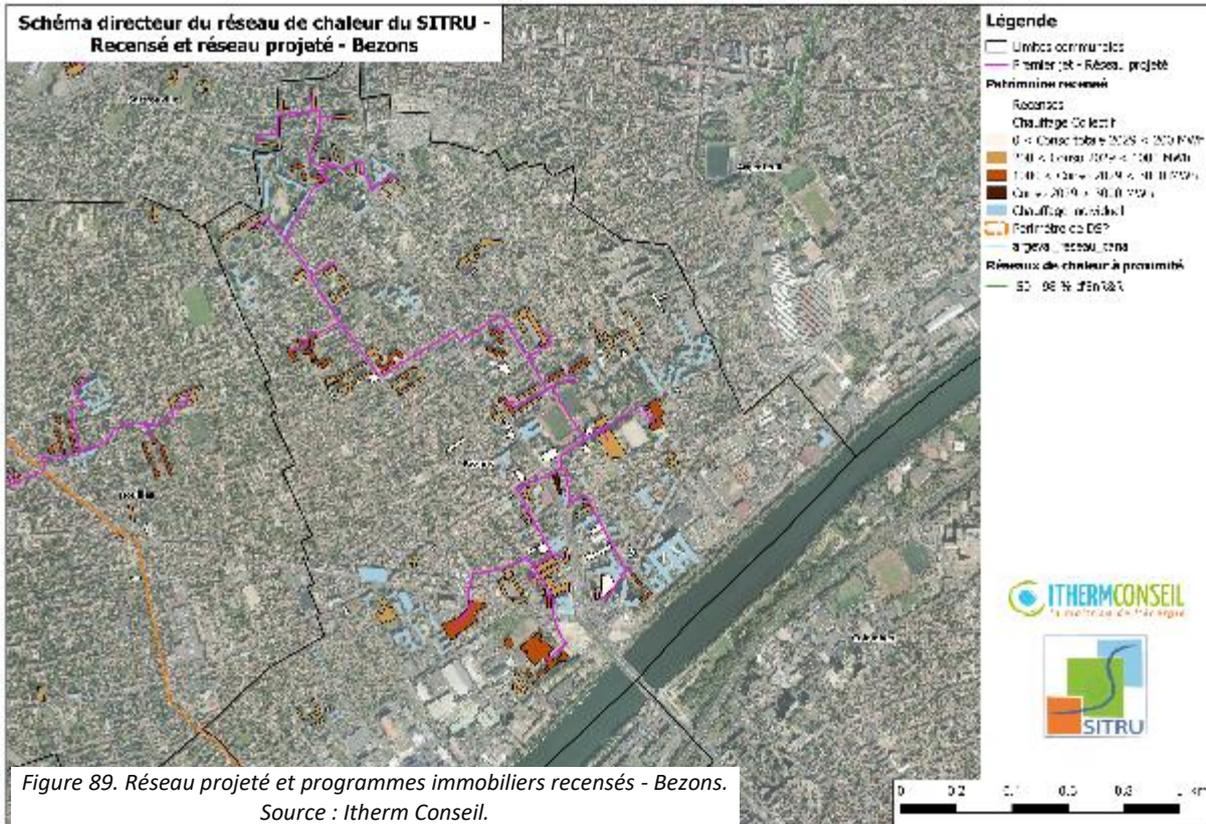


Figure 88. Carte de chaleur des besoins en chauffage et ECS à l'horizon 2030. Source : Itherm Conseil

Sartrouville / Bezons : Cette cartographie fait ressortir deux ensembles indépendants sur les communes de Bezons et Sartrouville. Ces ensembles présentent des besoins recensés respectivement de 45 et 66 GWh. Ces besoins sont concentrés sur des zones relativement denses qui permettent d'envisager la mise en place de réseaux de chaleur indépendants. Un premier tracé raccordant les principaux besoins a été envisagé pour chacune des zones.



Pour Bezons, l'alimentation des besoins telle que reprise sur la carte précédente fait ressortir un tracé prévisionnel d'environ 7 000 m pour 43 GWh soit une densité linéaire d'environ 6,1 MWh/ml.

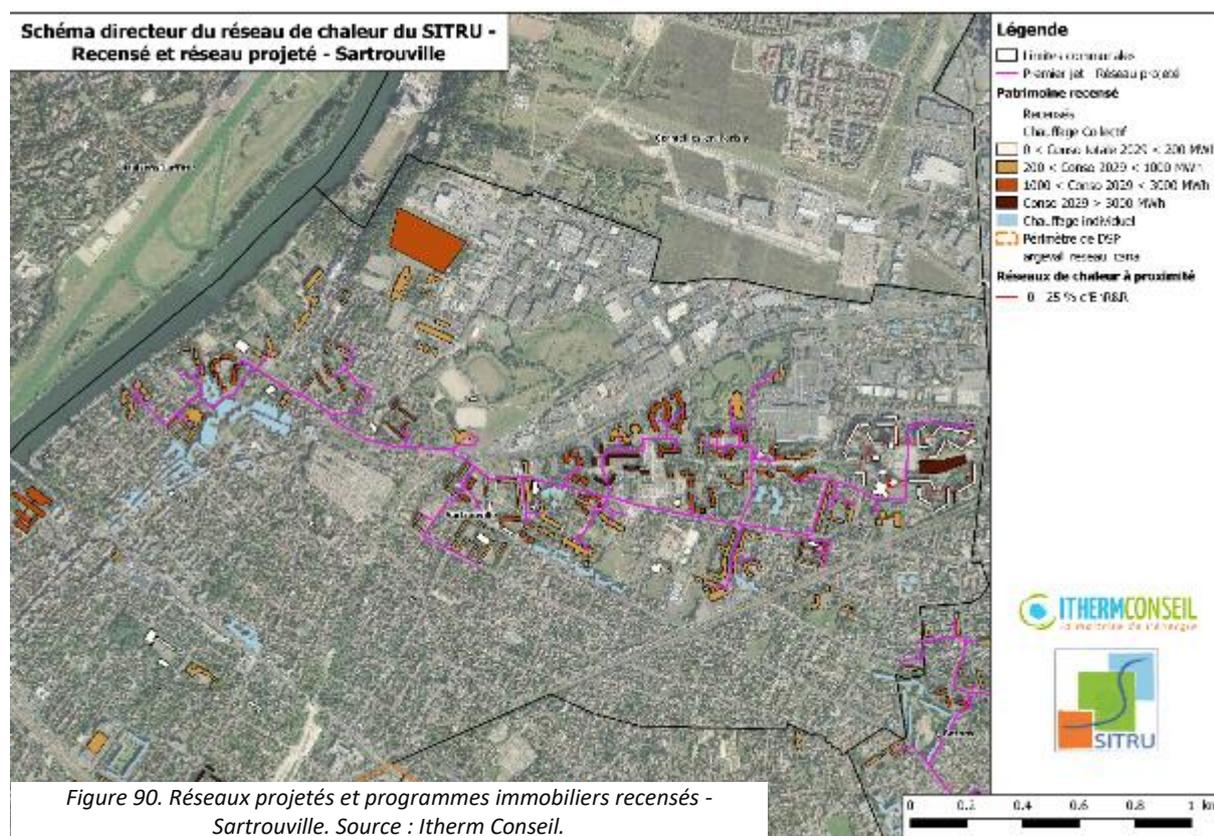
Pour Sartrouville Vieux Pays – Les Indes, l'alimentation des principaux besoins recensés telle que reprise sur la carte précédente, soit 58 GWh, nécessiterait la mise en place d'environ 9 500 m de réseau, soit une densité linéaire d'environ 6,1 MWh/ml. L'alimentation de cette zone pourrait être envisagée à partir des installations existantes du réseau technique de la cité des Indes (15 MW installés en chaufferie), actuellement en cours d'évolution dans le cadre du Renouvellement Urbain. La CASGBS, pilote de cette opération, a lancé début 2017 une étude d'alimentation énergétique de la zone.

Pour ces deux zones, la proximité avec le réseau de chaleur d'Argenteuil, la proximité avec le SITRU, et les autres sources de récupération de chaleur fatale disponibles à proximité permettent d'envisager la mise en concurrence de différents moyens de production pour l'alimentation en EnR&R du/des réseaux de chaleur. De plus, elles représentent chacune un volume de besoins suffisant pour envisager la création d'un réseau indépendant. Ces deux zones ont donc été mises de côté pour la suite de l'étude.

Chatou, Carrières-sur-Seine, Montesson, Houilles

Le potentiel recensé sur le périmètre des 4 communes ayant délégué leur compétence réseau de chaleur au SITRU est d'environ 200 GWh, dont 36 GWh pour le réseau de chaleur existant et 41 GWh pour le réseau à l'horizon 2018.

Une attention particulière sera donc portée à cette zone dans la suite de l'étude, et la définition des scénarios sera réalisée sur ce périmètre.



Sartrouville Ouest

En plus des trois principales zones déterminées précédemment, la zone Sartrouville Ouest, située à proximité immédiate de la frontière communale avec Houilles et Carrières-sur-Seine constitue une zone à part entière. Constituée de plusieurs bâtiments publics et de résidences importantes, cette zone présente un besoin d'environ 14 GWh/an pour un tracé projeté d'environ 3 800 ml, soit une densité linéaire de 3,7 MWh/ml.

De par sa situation géographique éloignée du reste du potentiel sur la commune de Sartrouville, cette zone serait plus proche de celle composée de Houilles, Montesson, Carrières-sur-Seine et Chatou. D'un point de vue administratif par contre, la possible mise en place d'un réseau indépendant sur la ville de Sartrouville qui conserverait sa compétence réseau de chaleur, pourrait entraîner des conflits juridiques. En effet, la ville peut soit conserver, soit déléguer sa compétence réseau de chaleur, mais cette décision vaut pour l'ensemble du territoire.

Dans la suite de cette analyse, la zone Sartrouville Ouest sera prise en compte dans le cadre d'un réseau annexe au possible réseau principal de Sartrouville. Ce réseau serait exploité dans le cadre d'un autre contrat, par un prestataire indépendant de celui du SITRU. La livraison de chaleur par le SITRU serait alors réalisée via de l'export de chaleur avec un tarif spécifique.

10.3. Interconnexion avec d'autres réseaux de chaleur

A l'intérieur du périmètre d'étude du schéma directeur se trouvent deux réseaux techniques :

- Les Indes à Sartrouville qui alimente la résidence Logement Francilien des Indes. Ce réseau est actuellement en train d'évoluer (séparation en deux avec création d'une chaufferie) dans le cadre de la réhabilitation du quartier.
- Le réseau technique de l'Union de Chaufferie sur Chatou qui dessert 3 copropriétés en chaleur. Situé en plein milieu du réseau de chaleur (chaufferie à moins de 100m du réseau), ce réseau technique présente des besoins annuels d'environ 7 500 MWh avec production de chauffage et d'eau chaude sanitaire. Des propositions commerciales sont en cours pour intégration au réseau de chaleur du SITRU.

Ces deux réseaux techniques présentent des caractéristiques techniques (régime de température, mode de régulation,...) similaires à celles du SITRU, permettant d'envisager leur reprise dans le cadre du développement du réseau de chaleur. En particulier :

- Le réseau des Indes à Sartrouville avec sa chaufferie au gaz naturel de 15 MW pourrait servir de base à la mise en place d'un réseau de chaleur sur la zone Sartrouville Vieux Pays – Les Indes. Etant donné la mise de côté du territoire de Sartrouville pour la suite de l'étude, l'intégration de ce réseau n'est pas prévue ;
- Le réseau de l'Union de chaufferie de Chatou pourra être intégré au réseau de chaleur avec livraison en pied d'immeuble par le futur prestataire. La chaufferie existante, en fonction de son état, pourrait être mise à disposition pour envisager du délestage en cas de besoin.

A plus longue échéance, il existe de réelles opportunités de synergies sur l'ensemble du territoire de la Boucle de la Seine. En effet sur ce territoire :

- la carte de chaleur présentée précédemment permet de voir une répartition par ensemble des besoins de chaleur (Sartrouville, Bezons, Houilles Centre Nord, Montesson Centre-Ville, et Chatou) ;
- deux incinérateurs (AZUR et SITRU) sont présents sur la zone ;
- il existe déjà deux réseaux de chaleur alimentés par ces incinérateurs qui présentent les mêmes caractéristiques techniques ;

Ces éléments permettraient d'envisager, à longue voir très longue échéance, la mise en place d'un réseau maillé et alimenté par un axe structurant reliant les deux incinérateurs et leurs chaufferies d'appoint, centralisées ou non, et desservant l'ensemble des zones de besoins du périmètre, comme représenté sur la carte de la page suivante.

Pour envisager cette mise en place, il est nécessaire de se pencher dès aujourd'hui sur les échéances contractuelles. La DSP d'Argenteuil arrivera à échéance en Septembre 2041. Le SITRU pour son futur contrat, ainsi que les communes de Sartrouville et Bezons en cas de mise en place de contrats similaires, pourraient envisager de caler les durées contractuelles sur cette échéance. Cette synchronisation permettrait, en fonction des réalisations d'ici là, de laisser libre les opportunités de mutualisation sur le territoire à cette échéance.

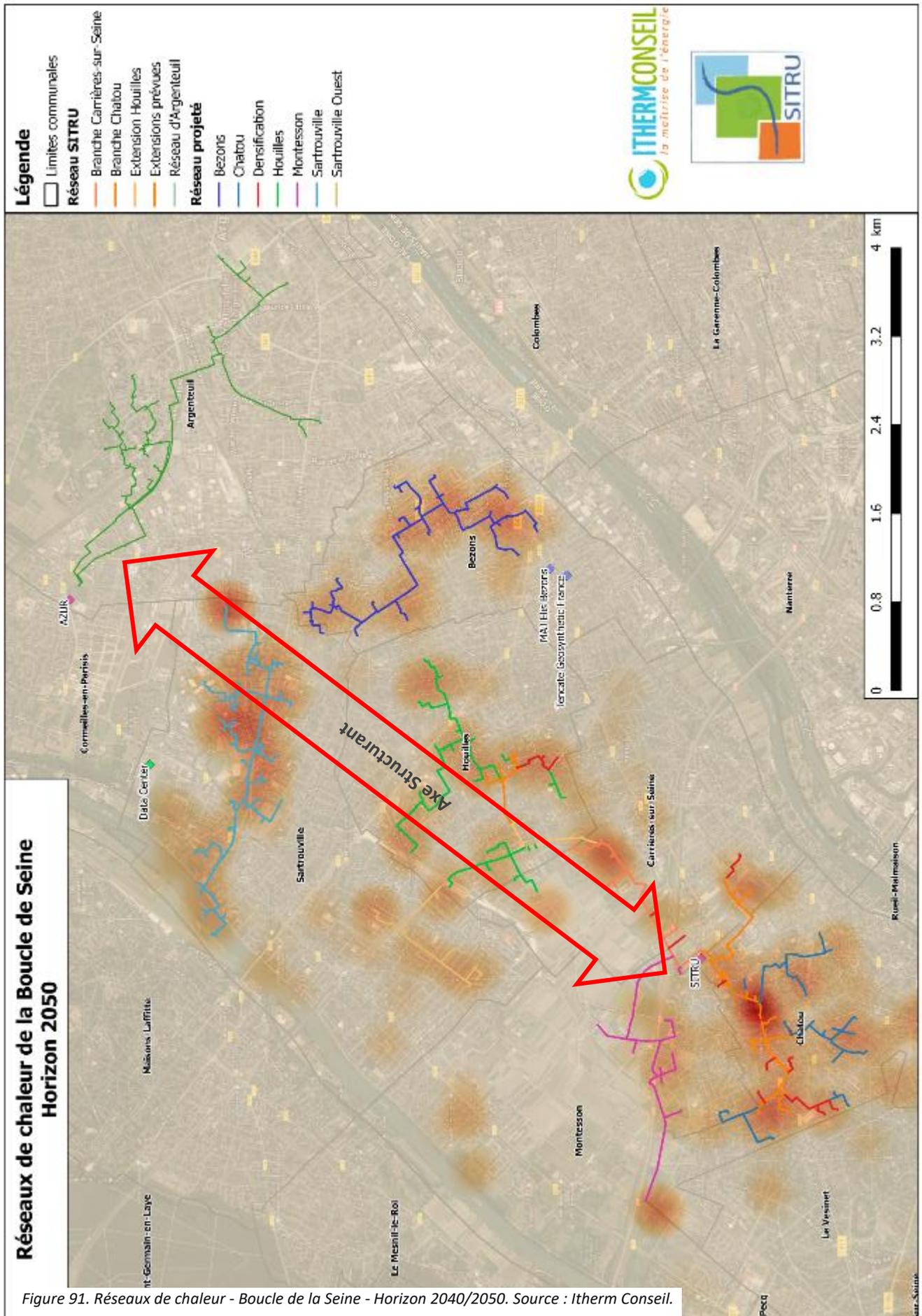


Figure 91. Réseaux de chaleur - Boucle de la Seine - Horizon 2040/2050. Source : Itherm Conseil.

10.4. Intégration d'énergies renouvelables et de récupération

Dans son état actuel, l'usine CRISTAL est en mesure d'alimenter un réseau de chaleur standard de près de 200 GWh (185 GWh de livraison) à environ 70% de couverture EnR&R. Ceci est possible grâce à une puissance disponible de 24,2 MW. La monotone est alors la suivante :

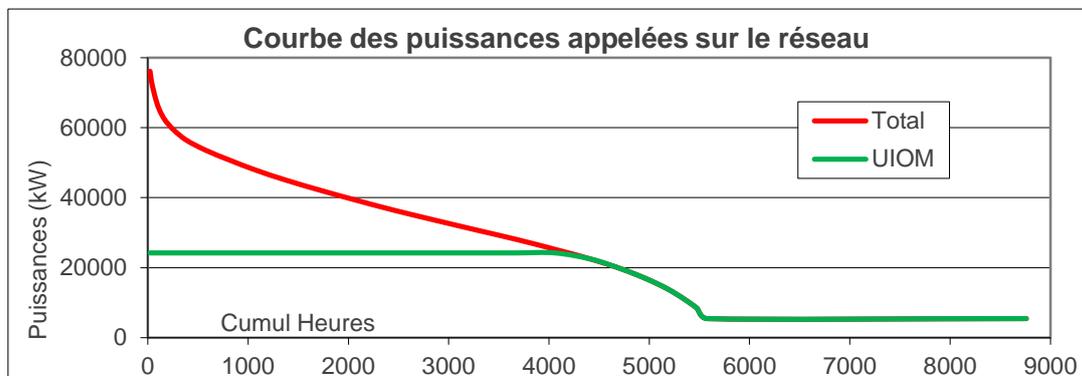


Figure 92. Monotone possible du réseau pour atteindre 70% d'EnR&R avec les installations actuelles du SITRU.

Les besoins couverts mensuellement sont alors les suivants :

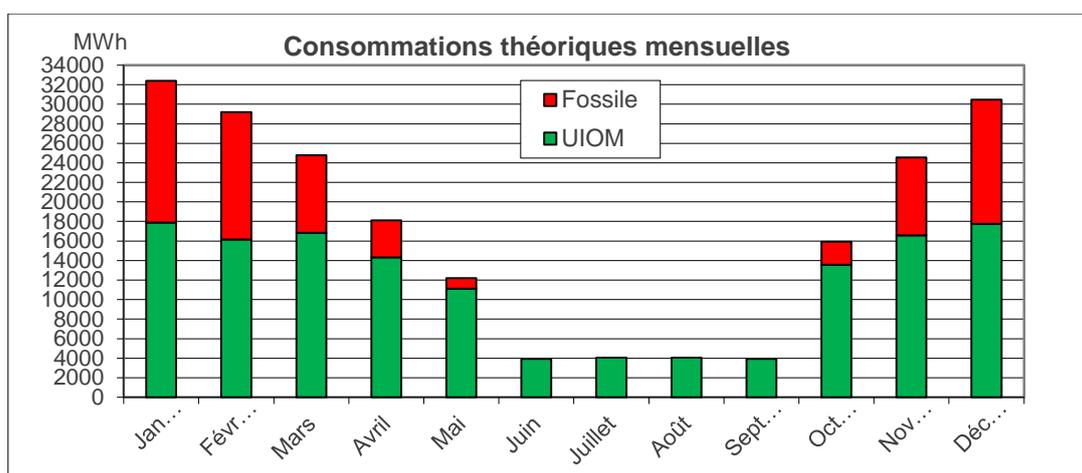


Figure 93. Production mensuelle estimée d'un réseau à 70% d'EnR&R alimenté par les installations actuelles du SITRU.

Au vu de ces résultats et des besoins repris dans l'analyse précédente, l'usine d'incinération CRISTAL devrait être en mesure d'alimenter un réseau de chaleur desservant l'ensemble des 4 communes ayant délégué leur compétence réseau de chaleur.

L'analyse en sensibilité du scénario retenu (phase 4 de l'étude) prendra en compte les possibilités d'évolution de l'Usine CRISTAL, telles que la disparition ou le dimensionnement à la baisse du four 2, les modifications internes à l'usine CRISTAL entraînant une diminution de puissance disponible (mise en œuvre du scénario 1 de l'étude de performance énergétique du cabinet Merlin),... ou l'alimentation en export de la zone Ouest de Sartrouville.

Dans ces cas de figure, si le taux d'EnR&R du réseau de chaleur tombe sous les 70%, il pourra être envisagé la mise en place de moyens de production complémentaires dans l'ordre :

- Chaleur fatale sur Eaux Usées suivant emplacement des besoins ;
- Géothermie moyenne ou grande profondeur (respectivement Albien/Néocomien ou Dogger avec pompes à chaleur) ;
- Biomasse ;
- Biométhane produit ou non par le SITRU (si mise en place d'une collecte des bio-déchets).

11. Synthèse et conclusions du diagnostic du réseau et du territoire

Le réseau, d'une longueur d'environ 8 250 ml, dessert actuellement 3 841 équivalents logements (soit environ 36 300 MWh/an) à 22 abonnés via 30 sous-stations sur les villes de Chatou, Carrières-sur-Seine et Houilles. Ces besoins sont destinés à la production de chauffage et d'eau chaude sanitaire (ECS). La production d'ECS représente 8 150 MWh/an, soit environ 22 % des consommations totales.

Le réseau de chaleur est majoritairement alimenté par la chaleur issue de l'UIDND (taux de couverture énergétique supérieur à 97%) pour environ 40 000 MWh de chaleur fatale valorisée. Le secours est réalisé par la chaufferie d'appoint/secours au fioul pour moins de 1 000 MWh/an. Le combustible est passé de fioul lourd à fioul domestique en 2014.

Les moyens de production actuellement installés sont surdimensionnés par rapport aux besoins à alimenter, avec 27 MW d'échangeurs vapeur entre la chaufferie et l'incinérateur (pour 24,2 MW disponible en l'état actuel des installations) et 27 MW de puissance d'appoint/secours disponible. Les différentes installations sont bien entretenues et renouvelées par OOME et ne présentent pas de problème particulier d'exploitation. Des travaux d'amélioration, de rénovation et d'extension ont commencé en 2009 et se sont poursuivis en 2013/2014. Une nouvelle phase de développement est en cours en 2017.

Le prix de la chaleur est à la limite de la compétitivité par rapport à une solution classique gaz en raison du prix conjoncturellement bas du gaz en 2016. Il est également élevé par rapport aux réseaux de chaleur similaires (alimenté majoritairement par chaleur fatale), mais reste compétitif : 75 €TTC/MWh en 2015, et 70,5 €TTC/MWh en prévisionnel pour 2016 en raison de la plus forte rigueur climatique. Un tarif forfaitaire avait été mis en place en 1988 afin de convaincre certains prospects de se raccorder au réseau. La disparition de ces tarifs en 2016 a permis de respecter le principe d'égalité de traitement entre les abonnés.

Les comptes de la société dédiée font ressortir un équilibre fragile dans le contexte actuel. Néanmoins, il existe d'importantes marges de manœuvre sur les charges de combustible, d'exploitation et de renouvellement.

La DSP arrivant à son terme fin 2018, un nouveau contrat sera mis en place pour poursuivre l'exploitation et développer le réseau de chaleur et la valorisation de chaleur fatale. Le diagnostic du réseau permet d'envisager la mise en place de ce nouveau contrat de manière satisfaisante.

Les besoins recensés sur le périmètre d'étude suivant l'évolution du patrimoine raccordé, les programmes immobiliers raccordables et les projets d'aménagement/développement font ressortir :

- Deux possibilités de mise en place de réseaux indépendants (entrez 40 et 60 GWh chacun) sur les communes de Bezons et Sartrouville Vieux-Pays – Les Indes. La détermination du meilleur moyen de production EnR&R sur ces réseaux nécessite une étude de mise en concurrence entre la fourniture par AZUR, par le SITRU ou par d'autres sources d'EnR&R ;

- Un ensemble homogène de besoins recensés de plus de 200 GWh sur les communes ayant déjà transféré leur compétence « réseau de chaleur » au SITRU

Les moyens de production actuellement en place permettent, en première approche, d'alimenter un réseau de chaleur de près 190 GWh à plus 70% à base d'EnR&R. La suite de l'étude se concentrera donc sur l'alimentation prioritaire des besoins recensés sur les communes ayant déjà délégué leur compétence « réseau de chaleur », soit Houilles, Chatou, Montesson et Carrières-sur-Seine.

Les principales sources de chaleur renouvelable ou de récupération disponible sur le territoire sont la récupération de chaleur sur eaux usées, la géothermie très basse énergie (à l'Albien ou au Néocomien) voir basse énergie (au Dogger) avec renfort de pompes à chaleur ou la mise en place d'une chaufferie biomasse.

Pour le scénario préférentiel qui sera choisi en comité de pilotage, des variantes d'évolution des moyens de production sur l'Usine CRISTAL (disparition du four 2, remplacement du GTA suivant scénario 1 de l'étude de performance énergétique,...) et des possibilités d'export seront analysées. Si ces variantes entraînent une chute du taux d'EnR&R sous le seuil de 70%, l'intégration de nouveaux moyens de production EnR&R suivant les ressources disponibles reprises ci-dessus sera prise en compte.

A plus longue échéance (2040/2050), il est possible d'envisager une mutualisation des moyens de production renouvelables et de récupération et des contrats réseaux de chaleur sur l'ensemble du territoire de la Boucle de la Seine. En effet, ce territoire représente un ensemble homogène d'un point de vue réseaux de chaleur avec un axe structurant reliant l'usine CRISTAL à l'usine AZUR et 4 réseaux, dont deux réseaux existants actuellement en développement et 2 réseaux possibles. Cette mutualisation permettrait d'optimiser l'utilisation des moyens de production et de faire face d'une manière adaptée au territoire à la diminution inéluctable des quantités de déchets sur les deux incinérateurs.

12. Analyse technique et énergétique des scénarios

12.1. Définition des scénarios

12.1.1. Hypothèses

Chaque simulation a été réalisée à partir de la prise d'effet de la DSP, soit au 1^{er} janvier 2019, et jusqu'à la fin du futur contrat. Le SITRU n'ayant encore pas acté de la durée du contrat, qui dépend en partie des investissements à porter, les différents scénarios feront l'objet d'une analyse sur des durées contractuelles de 12, 15 et 20 ans.

L'évolution des besoins a été considérée jusqu'en 2030, et ils sont considérés constants par la suite. Le développement du réseau et des moyens de production est détaillé sur cette durée dans chacun des paragraphes suivants.

Par ailleurs, les simulations sont effectuées sur la base des hypothèses suivantes :

Température de base	-7°C
Température de non chauffage	18°C
Rigueur climatique standard	2 300 DJU
Surpuissance échangeur sous-stations	15 %
qECS (quantité d'énergie pour produire 1 m ³ d'ECS)	0,100 MWh _{ut} /m ³
Apport solaire (si ECS solaire)	1 MWh _{ut} ECS/lgt
Taux de raccordement (prospects uniquement)	80%

Figure 94. Hypothèses de simulations.

Un taux de raccordement de 80% a été pris en compte pour le raccordement des prospects identifiés. Cela correspond approximativement à :

- 75 % des copropriétés ;
- 92% des bailleurs ;
- 100% des collectivités.

Les listes de prospects par scénarios reprises par la suite présentent l'ensemble des prospects recensés raccordables dans chacun des scénarios. L'analyse qui en découle prend par contre en compte ce taux de raccordement de manière à ajuster les quantités d'énergies et puissances en jeu, ainsi que les investissements.

Les scénarios ont été construits suivant une logique territoriale de développement définie précédemment. Les raccordements ont été considérés :

- En 2025 ou 2028 pour les bâtiments récemment construits suivant leur date de construction (déjà construit : 2025, en cours : 2028) ;
- Suivant leur date de réalisation prévisionnelle pour les programmes à construire ou les contraintes spécifiques transmises par les maitres d'ouvrages de programmes existants le cas échéant ;

- En 2019, pour tous les autres bâtiments, le développement se faisant dans le cadre d'un programme de travaux de premier établissement proposant des conditions avantageuses (pas de droits de raccordement pour les bâtiments existants) ;

Enfin, les cartes présentées par la suite, dans un souci de lisibilité, représentent mais ne nomment pas les différents prospects. Le repérage géographique des différents prospects est disponible en annexe à ce rapport, dans le tableau du patrimoine recensé (coordonnées géographiques fournies). Une carte reprenant l'ensemble des prospects raccordables et leur numéro d'identification est aussi présentée.

Les tracés prévisionnels de réseaux repris par la suite (et en annexe) sont donnés à titre indicatif mais néanmoins optimisés pour présenter la meilleure densité linéaire. Ils pourront par la suite évoluer en fonction :

- Des besoins du futur exploitant ;
- Des souhaits et contraintes des villes (chaussées récemment refaites,...).

12.1.2. Scénario Houilles

Houilles est actuellement la ville la plus active sur le développement du réseau de chaleur, en témoigne l'important programme de raccordement des bâtiments communaux actuellement en cours.

Ce scénario poursuit donc cette logique en considérant le raccordement :

- De l'ensemble des prospects situés à proximité immédiate du réseau présentant un potentiel important (par exemple, extension Route des Landes à Chatou ou raccordement de la résidence des Tribouillard), sorte de programme de densification au sens de l'ADEME ;
- De l'ensemble des besoins recensés sur le territoire de Houilles permettant d'avoir une densité linéaire suffisante, soit supérieure à 1,5 MWh/ml pour une antenne individuelle et 3,5 MWh/ml pour une branche complète.

Ce scénario prévoit les raccordements suivants, en plus de la situation de référence :

N°	Nom Immeuble	Maitre d'Ouvrage	Ville	Conso chauffage (MWh _{ut})	Conso ECS (MWh _{ut})	Conso totale (MWh _{ut})	Année raccordement
210	EDUCATION Champs Moutons	Ville de Chatou	Chatou	362	28	390	2019
213	EDUCATION JR-Sabinettes	Ville de Chatou	Chatou	481	38	518	2019
214	EDUCATION Larris	Ville de Chatou	Chatou	134	10	144	2019
300	Collège Lamartine	CD78	Houilles	668	83	751	2019
301	Collège Guy de Maupassant	CD78	Houilles	914	114	1029	2019
328	CHATOU 03 Tribouillards	OGIF	Chatou	1808	678	2486	2019
330	Les Larris	Copropriété	Chatou	995	416	1412	2019
332	Union de copropriétés Chatou	Copropriété	Chatou	5120	1920	7040	2019
342	résidence des Landes	Copropriété	Chatou	1296	243	1539	2019
343	Copro 145 rue des Landes	Copropriété	Chatou	344	65	409	2022
344	Copro 137 rue des Landes	Copropriété	Chatou	224	42	266	2022
345	Copro 135 rue des Landes	Copropriété	Chatou	369	77	446	2019
346	résidence les Cormiers	Copropriété	Chatou	333	70	402	2019
357	Résidence les portiques	Arpavie	Chatou	569	213	782	2019
358	Résidence les Grands chênes - Chatou	Arpavie	Chatou	547	205	752	2019
359	Résidence 71 rue Léon Barbier	Copropriété	Chatou	244	51	295	2019
360	Résidence les Jardins de la Cascade	Copropriété	Chatou	564	118	682	2019

N°	Nom Immeuble	Maitre d'Ouvrage	Ville	Conso chauffage (MWh _{ut})	Conso ECS (MWh _{ut})	Conso totale (MWh _{ut})	Année raccordement
361	Résid'Home	Appart'Hotel	Carrières	600	221	821	2019
368	Copro 88 route des maisons	Copropriété	Chatou	320	0	320	2019
381	Résidence Monceau	Copropriété	Carrières	2208	828	3036	2019
385	Résidence Victor Hugo	Copropriété	Carrières	688	144	832	2019
386	Base CC Mille	Ministère Défense	Carrières	2865	0	2865	2022
393	Emmaüs 77 rue Hoche	Emmaüs Habitat	Houilles	496	93	589	2025
394	A2BCD 79 rue Hoche	Copropriété	Houilles	312	59	371	2019
395	Résidence Victor Hugo	Copropriété	Houilles	1031	215	1246	2019
396	Résidence Concorde	Copropriété	Houilles	1127	236	1363	2019
397	Résidence Edison	Copropriété	Houilles	1391	291	1681	2022
403	Secteur Gare Ilot Sud	Projet	Houilles	999	811	1810	2019
404	Secteur Gare - Ilot Nord	Projet	Houilles	1016	584	1600	2019
421	113/117 route de Maisons	Subetal	Chatou	120	120	240	2022
489	HOUILLES Blaise Pascal	OGIF	Houilles	304	114	418	2025
490	HOUILLES EGLISE	OGIF	Houilles	176	66	242	2025
532	Théâtre	Houilles	Houilles	180	0	180	2022
546	PC 078 311 14 0009	DOMAXIS	Houilles	150	150	300	2028
547	PC 078 311 14 0012	France Habitation	Houilles	150	150	300	2028
548	PC 078 311 14 0031	I3F	Houilles	65	65	130	2028
549	PC 078 311 14 0079	France Habitation	Houilles	188	188	375	2028
617	Pépinières de Chine	Privé	Carrières	241	0	241	2019
719	Ecole Velter	Ville de Houilles	Houilles	259	32	292	2019
720	Copro Rue Chevreul	Copropriété	Houilles	2130	445	2575	2019
722	Copro Egalite	Copropriété	Houilles	2270	475	2744	2019
723	Maternelle Kergomard	Ville de Houilles	Houilles	357	45	402	2019
726	Copro 30 Desaix	Copropriété	Houilles	276	58	334	2019
729	Copro 4 Combes	Copropriété	Houilles	632	132	764	2019
731	Résidence Chanzy	Copropriété	Houilles	624	130	754	2019
732	Copro 15 Coubertin	Copropriété	Houilles	1889	395	2284	2019
733	Résidence Condorcet	Copropriété	Houilles	1932	404	2336	2019
738	Copro 68 rue 4 septembre	Copropriété	Houilles	364	239	604	2019
740	Copro 5 Chatou	Copropriété	Houilles	908	190	1098	2019
746	Copro 14 De Gaulle	Copropriété	Houilles	169	35	205	2019
749	Copro 18 Gay Lussac	Copropriété	Houilles	285	60	344	2019
752	Copro 80 Place Malraux	Copropriété	Houilles	356	74	430	2019
Total 2029				42 050	11 420	53 469	

Figure 95. Prospects raccordables scénario Houilles

La desserte de ces besoins se fait via :

- Une extension en direction de la route des Landes sur Chatou ;
- Des petites antennes sur l'ensemble du réseau ;
- Une branche partant vers le nord au niveau de la piscine de Houilles ;
- Trois Branches partant du Centre-Ville de Houilles pour alimenter le nord et l'est de la ville ainsi que le secteur gare.

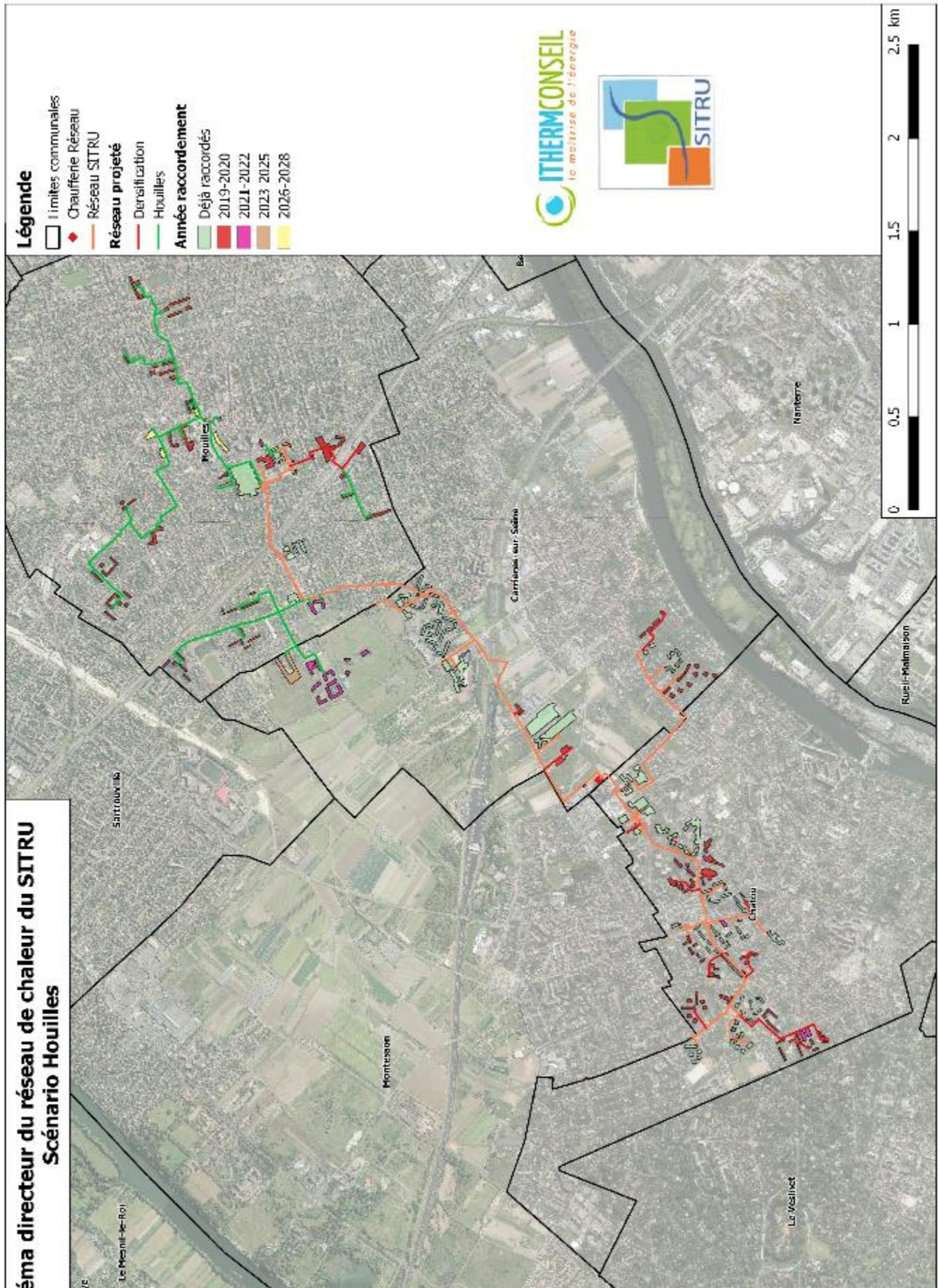


Figure 96. Réseau projeté - Scénario Houilles

Après application du taux de raccordement, l'analyse technique de ce scénario est alors la suivante :

	2016	2018	2020	2023	2026	2029
Consommation en sous-stations (MWh_{ut})	36 364	41 372	74 388	80 482	80 995	81 042
Longueur (ml)	8 190	11 190	19 256	19 256	19 256	19 256
Soit longueur à créer (ml)			8 066			
Densité linéaire (MWh_{ut}/ml)	4,4	3,7	3,9	4,2	4,2	4,2
Puissance souscrite (MW)	23,0	26,1	46,6	50,6	50,8	50,8
Puissance chaufferie nécessaire (MW)	16,1	16,8	30,8	33,3	33,4	33,2
Sous-stations	31	45	75	80	83	86

Figure 97. Analyse technique du scénario Houilles

Par rapport à la situation de référence (2018), ce scénario permet de doubler le réseau en termes de consommations, de puissances et de nombre de sous-stations, en rajoutant seulement 8 km de réseau. Cette opération permet de densifier le réseau, faisant ainsi passer la densité linéaire de 3,7 MWh/ml en 2018 à 4,2 MWh/ml à partir de 2026, proche de sa valeur actuelle.

Le développement se fait rapidement avec des besoins finaux quasiment atteints dès 2023. Ce phénomène s'explique par le raccordement d'une grande majorité de bâtiments existants en phase de travaux de premier établissement.

12.1.3. Scénario Houilles + Montesson

Ce scénario prend en compte le scénario précédent, et rajoute le raccordement de l'ensemble des besoins recensés sur le territoire de Montesson permettant d'avoir une densité linéaire suffisante, soit supérieure à 1,5 MWh/ml pour une antenne individuelle et 3,5 MWh/ml pour une branche complète. En plus des raccordements prévus dans le scénario Houilles, ce scénario prévoit le raccordement de :

N°	Nom Immeuble	Maitre d'Ouvrage	Ville	Conso chauffage (MWh _{ut})	Conso ECS (MWh _{ut})	Conso totale (MWh _{ut})	Année raccordement
232	Immo de France - Les Baux	Copropriété	Montesson	1027	215	1242	2019
240	Clos Fleuri	Copropriété	Montesson	1624	340	1964	2019
241	Résidence Richaume	Copropriété	Montesson	503	105	608	2019
242	Cogefo Sartrouville	Copropriété	Montesson	331	69	400	2019
243	Agence Foncia Sartrouville	Copropriété	Montesson	322	67	389	2019
244	Agence Foncia Sartrouville	Copropriété	Montesson	205	43	248	2019
245	LLDS	Copropriété	Montesson	474	99	574	2019
249	Agence A2BCD	Copropriété	Montesson	689	144	833	2019
255		France Habitation	Montesson	496	0	496	2019
267	Ecole primaire Pergaud	Montesson	Montesson	204	0	204	2019
269	Ecole Maternelle Marie Laurencin	Montesson	Montesson	149	0	149	2019
274	COSEC	Montesson	Montesson	390	0	390	2019
276	Gymnase Pergaud	Montesson	Montesson	122	0	122	2019
279	Crèche Marie Laurencin	Montesson	Montesson	180	0	180	2019
305	Collège Pablo Picasso	CD78	Montesson	580	72	652	2019
524	ZAD Terres Blanches II	Projet	Montesson	1750	1750	3500	Apd 2019
525	ZAD Fond St Honorine	Projet	Montesson	550	550	1100	Apd 2019
544	Piscine Privé Montesson	Projet	Montesson	600	37	637	2022
545	Rénovation Hangar Rue du pourtour	Projet	Montesson	125	125	250	2028
614	Externat St Anne	Ecole Privée	Montesson	685	43	728	2019
Total				11 006	3 659	14 666	

Figure 98. Prospects supplémentaires raccordables - Scénario Houilles + Montesson

La desserte de ces besoins supplémentaires se fait via une extension partant du rond-point route de St Germain à proximité immédiate du SITRU, longeant la voie nouvelle prévue par le Conseil Départemental des Yvelines (livraison prévue mi-2019) et dessert ensuite la partie nord du Centre-Ville de Montesson jusqu'à la ZAD Terres Blanches II. Des optimisations de tracé sont possibles via le passage en servitudes privées dans le Centre-Ville, plutôt que le contournement par le Nord avec branches descendantes.

Si le projet de pose de canalisations simultanément aux travaux de réalisation de la Voie Nouvelle venait finalement à ne pas aboutir, un passage via l'avenue Charles de Gaulle puis l'avenue du Pourtour est alors envisageable.

Le tracé pris en compte est celui représenté sur la page suivante (avec passage par la Voie Nouvelle). Les deux ensembles de taille importante et de couleur rouge représentés correspondent à :

- La ZAD Fonds St Honorine au sud de l'A86, à l'est ;
- La ZAD Terres Blanches II au sud de l'A86, à l'ouest.

L'alimentation de ces deux zones est réalisée par un tronçon principal avec livraison en bordure de zone, la desserte interne restant à charge de l'aménageur. Il est nécessaire de réfléchir le plus en amont possible à l'alimentation énergétique de ces zones de manière à ce que les aménageurs ne prévoient pas la mise en place de réseau gaz, mais favorisent une solution énergétique électricité + réseau de chaleur.

L'analyse technique est alors la suivante :

	2016	2018	2020	2023	2026	2029
Consommation (MWh_{ut})	36 364	41 372	82 499	89 959	91 344	92 490
Longueur (ml)	8 190	11 190	22 663	22 663	22 663	22 663
Soit longueur à créer (ml)			11 473			
Densité linéaire (MWh_{ut}/ml)	4,4	3,7	3,6	4,0	4,0	4,1
Puissance souscrite (MW)	23,0	26,1	51,8	56,7	57,5	58,1
Puissance chaufferie nécessaire (MW)	16,1	16,8	34,4	37,4	37,7	37,8
Sous-stations	31	45	89	97	101	105

Figure 99. Analyse technique du scénario Houilles + Montesson

Par rapport au scénario Houilles, ce scénario permet d'alimenter à terme 11 GWh de besoins supplémentaires. Ce développement se fait plus doucement que dans le scénario précédent en raison du raccordement progressif des deux ZAD situées à Montesson (Terres Blanches II et Fonds St Honorine). La densité linéaire maximale, proche de celle du scénario précédent est alors de 4,1 MWh/ml à terme.

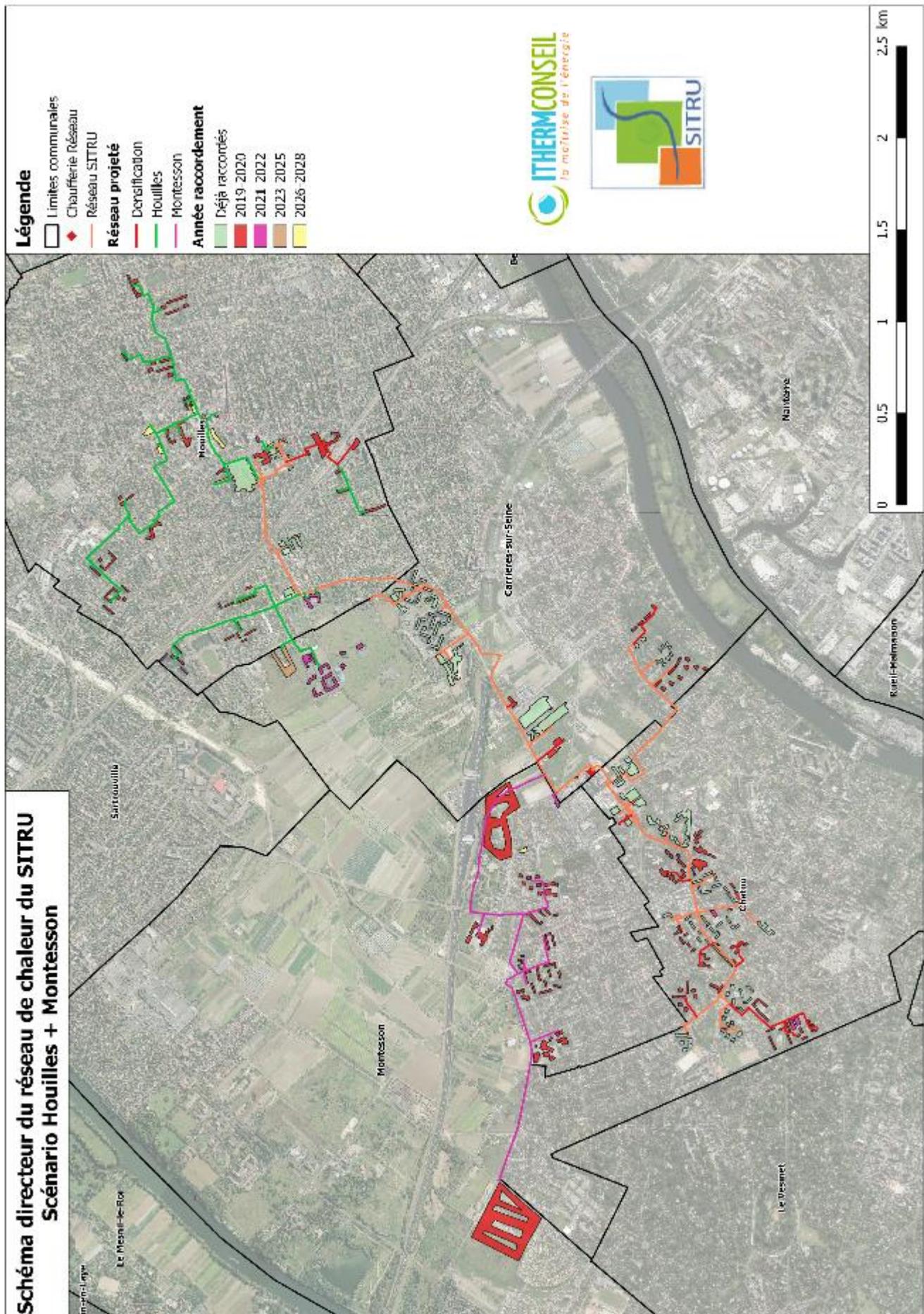


Figure 100. Réseau projeté - Scénario Houilles + Montesson

12.1.4. Scénario Houilles + Montesson + Chatou

De la même manière que précédemment, ce scénario prévoit les mêmes raccordements que dans le scénario Houilles + Montesson ainsi que le raccordement des besoins recensés sur le territoire de Chatou permettant d'avoir une densité linéaire suffisante, soit supérieure à 1,5 MWh/ml pour une antenne individuelle et 3,5 MWh/ml pour une branche complète.

Ce scénario prévoit, en plus des raccordements présentés précédemment, le raccordement de :

N°	Nom Immeuble	Maitre d'Ouvrage	Ville	Conso chauffage (MWh/ut)	Conso ECS (MWh/ut)	Conso totale (MWh ut)	Année raccordement
206	HAL SINGER	Ville de Chatou	Chatou	294	26	320	2019
223	PETITE ENFANCE PM-Corsaires	Ville de Chatou	Chatou	108	14	122	2019
226	SPORTIF Corbin	Ville de Chatou	Chatou	722	56	779	2019
246	Immo de France	Copropriété	Montesson	501	105	606	2019
326	CHATOU 01 Gambetta	OGIF	CHATOU	2225	0	2225	2019
327	CHATOU BERTHELOT	OGIF	CHATOU	272	102	374	2019
334	Le Pascal tertiaire	Copropriété	Chatou	210	9	219	2019
335	Le Newton tertiaire	Copropriété	Chatou	210	9	219	2019
348	Résidence 103 rue des Landes	Copropriété	Chatou	372	78	450	2019
349	Résidence 33 rue J. Moulin	Copropriété	Chatou	150	31	181	2019
355	Résidence 225 rue des Landes	Copropriété	Chatou	1113	233	1345	2019
371	Espace Lumière	Copropriété	Chatou	305	13	318	2019
372	Résidence Cerise	Copropriété	Chatou	267	56	323	2022
373	résidence Marconi	Copropriété	Chatou	492	103	595	2022
375	Thales tertiaire	Thalès	Chatou	1963	0	1963	2019
376	Résidence 58 bd de la République	Copropriété	Chatou	218	46	263	2019
377	Résidence 57 avenue du général Leclerc	Copropriété	Chatou	240	45	285	2019
379	Résidence de l'île Verte	Copropriété	Chatou	1200	251	1451	2019
399	Korian Mandoline - Maison retraite	Korian	Chatou	534	112	645	2019
400	Terrasses Renoir	Copropriété	Chatou	123	123	245	2022
410	118/126 Bd de la République	Efidis	Chatou	150	150	300	2022
412	79 rue du Général Leclerc	Kaufman	Chatou	220	220	440	2022
414	223 rue des Landes	Atland	Chatou	88	88	175	2022
416	Route du Vésinet	OGIF	Chatou	163	163	325	2022
418	Bd de la République/Leclerc/Painlevé	Freha	Chatou	300	300	600	2022
537	PC Franco Suisse 1	Franco Suisse	Chatou	173	173	345	2022
538	PC Franco Suisse 2	Franco Suisse	Chatou	150	150	300	2022
610	Résidence le Saule	Coopération et famille	Chatou	1430	299	1729	2019
611	Residence les Marolles	OPIEVOY	Chatou	2720	510	3230	2028
612	Corniche/Circulaire	Copropriété	Chatou	788	165	953	2019
635	Résidence Les Opalines	Copropriété	Chatou	792	300	1092	2019
674	Résidence Bellevue	Copropriété	Chatou	230	48	278	2019
TOTAL				18 723	3 978	22 695	

Figure 101. Prospects supplémentaires - Scénario Houilles + Chatou + Montesson

La desserte supplémentaire de Chatou se fait via deux branches :

- Une première en prolongation de l'extension en cours de réalisation via la route de Maisons à revenir ensuite sur le boulevard de la République ;
- Une branche partant du rond-point Renoir/de Maupassant, traversant le parc de l'Europe puis en servitude privé la résidence le Saule avant de descendre le Sentier des Vignes.

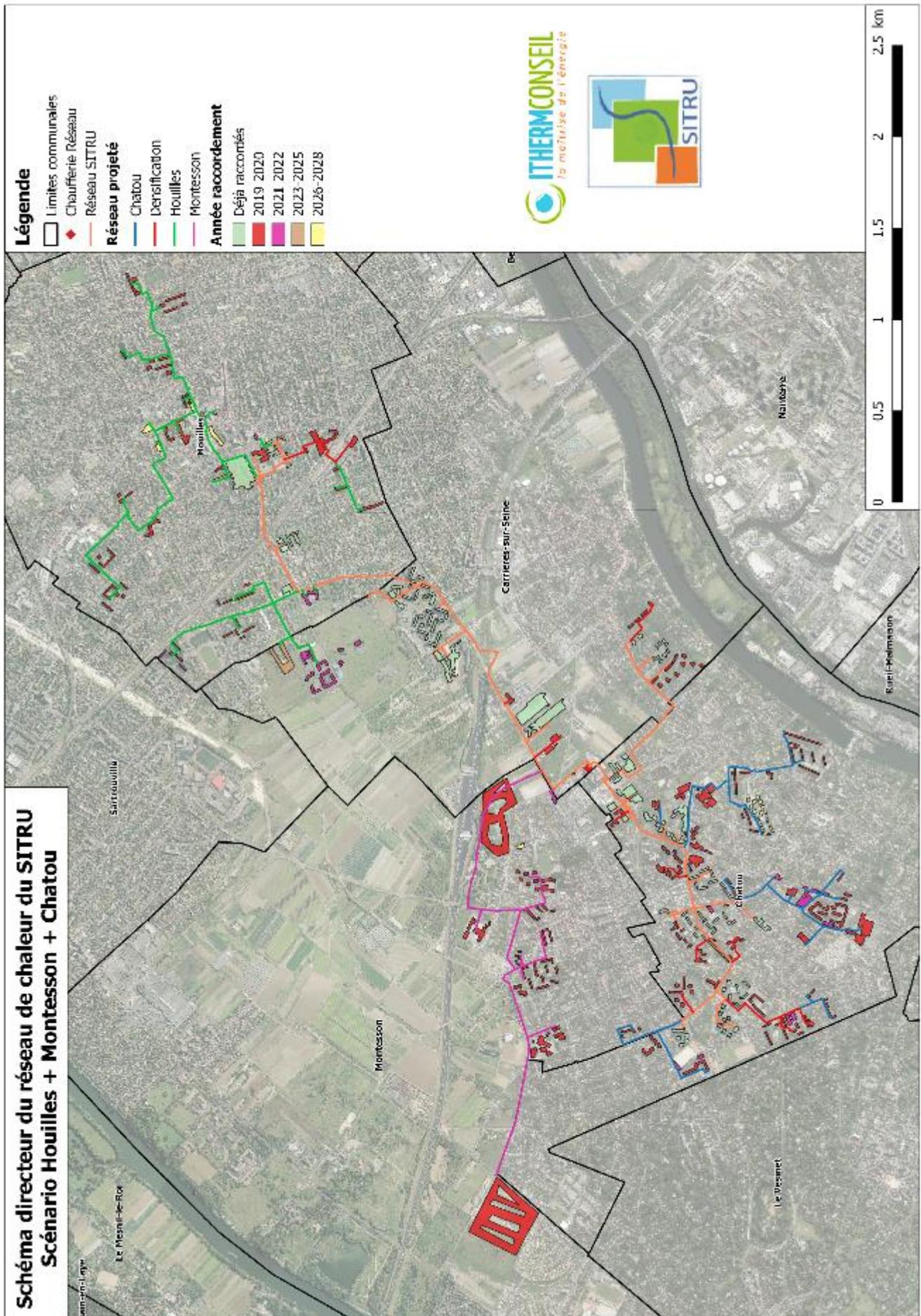


Figure 102. Réseau projeté - Scénario Houilles + Chatou + Montesson

L'analyse technique est alors la suivante :

	2016	2018	2020	2023	2026	2029
Consommation (MWh_{ut})	36 364	41 372	96 889	107 494	108 590	112 081
Longueur (ml)	8 190	11 190	26 505	26 505	26 505	26 505
Soit longueur à créer (ml)			15 315			
Densité linéaire (MWh_{ut}/ml)	4,4	3,7	3,7	4,1	4,1	4,2
Puissance souscrite (MW)	23,0	26,1	60,5	67,1	67,7	69,8
Puissance chaufferie nécessaire (MW)	16,1	16,8	41,0	45,1	45,2	46,4
Sous-stations	31	45	109	125	129	136

Figure 103. Analyse technique du scénario Houilles + Montesson + Chatou

Par rapport au scénario Houilles, ce dernier scénario permet d'alimenter à terme 31 GWh de besoins supplémentaires. Comme pour le scénario Houilles + Montesson, ce développement se fait plus doucement en raison du raccordement progressif des deux ZAD situées à Montesson (Terres Blanches II et Fonds St Honorine). La densité linéaire maximale, proche de celle du scénario précédent, est alors à terme de 4,2 MWh/ml.

12.2. Moyens de production pris en compte

Le SITRU dispose pour le moment des moyens de production décrits à l'audit technique, soit une puissance EnR&R d'échange avec l'incinérateur de 24,2 MW_{thermique}.

Dans chacun des scénarios ou pour l'analyse en sensibilité qui sera menée par la suite, un taux d'EnR&R minimal de 70% (seuil d'éligibilité au Fonds Chaleur) a été recherché grâce à :

- La mise en place d'une chaufferie biomasse ;
- L'alimentation de la chaufferie d'appoint/secours en biométhane. Ce biométhane peut être :
 - produit directement par le SITRU en cas de mise en place d'une collecte séparée des biodéchets
 - acheté au travers de garanties d'origine.

Les deux solutions sont équivalentes en termes de coûts, l'utilisation de biométhane produit par le SITRU venant en diminution des recettes liées aux garanties d'origines créées en cas d'injection dans le réseau de gaz.

L'appoint-secours (voir 13.2.1 Charges d'énergie P1 et 12.3 Faisabilité technique) est réalisé par :

- La chaufferie existante du réseau du SITRU. Le passage au gaz naturel d'une chaudière pourra être envisagé dans certains scénarios ;
- Des chaufferies de délestages/ilotage sur Houilles ;
- Une chaufferie centralisée à construire au gaz naturel si besoins.

Les moyens de production sont donc les suivants :

Utilisation	Moyen	Statut	Caractéristiques
Base EnR&R	Incinérateur	Existant	24,2 MW
Complément EnR&R	Biomasse ou biométhane	Suivant besoins	Suivant besoins

Utilisation	Moyen	Statut	Caractéristiques
Appoint/Secours	Chaufferie existante	Existant	27 MW Fioul – Passage d'une chaudière au Gaz
Complément appoint/secours	Chaufferie complémentaire sur site SITRU	A construire	Suivant Besoins
Complément appoint/secours	Chaufferie délestage délocalisée	Existant, à mettre à disposition (sous-stations abonnés)	Suivant Besoins

Figure 104. Moyens de production mis en œuvre

Il existe différentes perspectives d'évolution de l'incinérateur, qui ont été analysées dans l'étude de gisement des déchets et l'étude de performance énergétique menées par le SITRU. L'évolution du tonnage d'ordure à incinérer suivant différentes hypothèses est reprise dans le tableau et le graphique suivants.

Hypothèse d'évolution	2025		2045	
	Tonnage incinéré	Capacité résiduelle	Tonnage incinéré	Capacité résiduelle
Hypothèse n°1 : évolution haute	73 900 t	49 100 t	78 463 t	44 537 t
Hypothèse n°2 : évolution basse	70 522 t	52 478 t	65 231 t	57 769 t
Hypothèse n°3 : collecte séparée des biodéchets	60 624 t	62 376 t	56 191 t	66 809 t
Hypothèse n°4 : tarification incitative	54 027 t	68 973 t	50 203 t	72 797 t
Hypothèse n°5 : tarification incitative et collecte des biodéchets	40 660 t	82 340 t	41 406 t	81 594 t

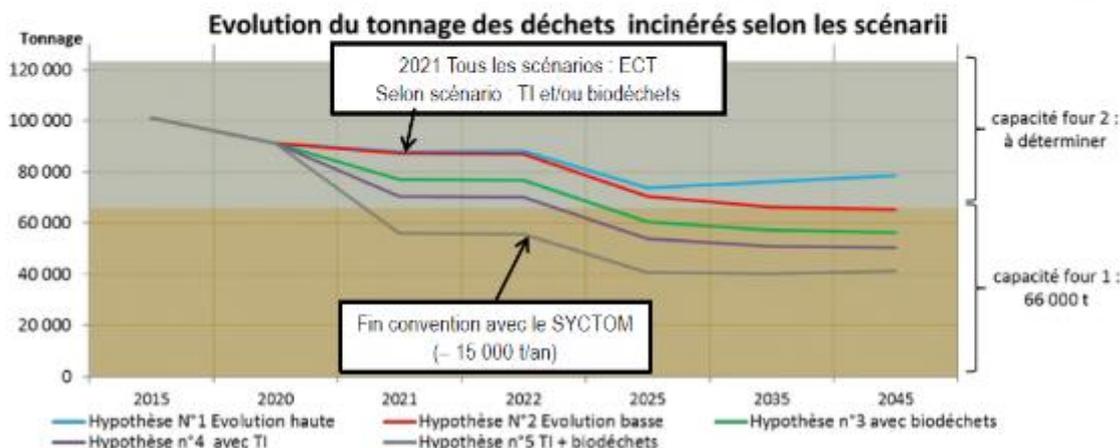


Figure 105. Evolution des moyens d'incinérations SITRU suivant différents scénarios. ECT = Extension des Consignes de Tri, TI = Tarification incitative. Source : SITRU – Cabinet Merlin

La première analyse des scénarios sera menée en considérant la configuration actuelle avec les 2 fours et le GTA actuel permettant de disposer de 24,2 MW_{thermique} disponibles en sortie d'incinérateur (situation 2015, le vide de four étant à disposition de Suez RV Energie). Une analyse de sensibilité à la configuration de l'usine sera menée par la suite pour le scénario retenu par le comité de pilotage.

12.3. Faisabilité technique

La faisabilité technique des différents scénarios a été vérifiée en simulant le comportement thermique du réseau de chaleur via le logiciel Termis. Pour cela, le scénario le plus étendu a été pris en compte. En effet, les deux branches actuelles sont indépendantes et :

- Les extensions sur Chatou partent exclusivement de la branche Chatou ;

- L'extension Montesson part du rond-point de la route de St Germain, soit à proximité immédiate de la chaufferie ;
- Les extensions Houilles partent du bout de la branche du même nom.

D'un point de vue hydraulique, les différentes extensions sont donc indépendantes, hormis le tronçon entre le rond-point de la route de St Germain et la chaufferie.

La simulation thermique donne les résultats présentés sur la page suivante. En traits fins sont repris les tronçons existants ou à réaliser au cours des deux dernières années de la DSP et qui sont correctement dimensionnés, et en traits épais sont représentés les tronçons à poser ou remplacer.

Pour la **branche Chatou**, le dimensionnement actuel des canalisations posées en 2009 est suffisant pour envisager la desserte de tous les besoins recensés. Seuls quelques petits tronçons pourraient être remplacés en vue de diminuer les pertes et la consommation électrique des pompes. A chaque fois, il s'agit de tronçons situés entre une antenne actuelle et un futur embranchement.

Le **tronçon commun** situé entre la chaufferie et le rond-point de la route de St Germain doit être remplacé, le diamètre dépendant de l'alimentation ou non de serres.

De la même manière, le **feeder principal d'alimentation qui longe la route de St Germain** jusqu'à la Cité du Petit Bois doit être remplacé. En effet, le DN actuel ne suffit pas, et son état d'origine permet d'envisager un remplacement complet.

Sur les extensions vers Houilles, il a été pris en considération que la branche entre la Cité du Petit Bois et le Centre-Ville, réalisée en 2014 et 2017 en DN200, ne pouvait être remplacée, les investissements étant très récents. A cette fin, lorsque ces canalisations ne permettent pas de délivrer la puissance permettant d'alimenter les besoins instantanés sur le territoire de Houilles, il a été envisagé soit :

- De délester certaines sous-stations sur Houilles, c'est-à-dire de couper l'alimentation de ces sous-stations par le réseau de chaleur pour dégager de la puissance pour les autres sous-stations. Les chaudières existantes des abonnés prenant alors le relais ;
- De réaliser des appoints locaux, c'est-à-dire qu'à partir d'une certaine puissance, les chaufferies sont mises en route pour effectuer le complément de puissance jusqu'à la puissance nécessaire.

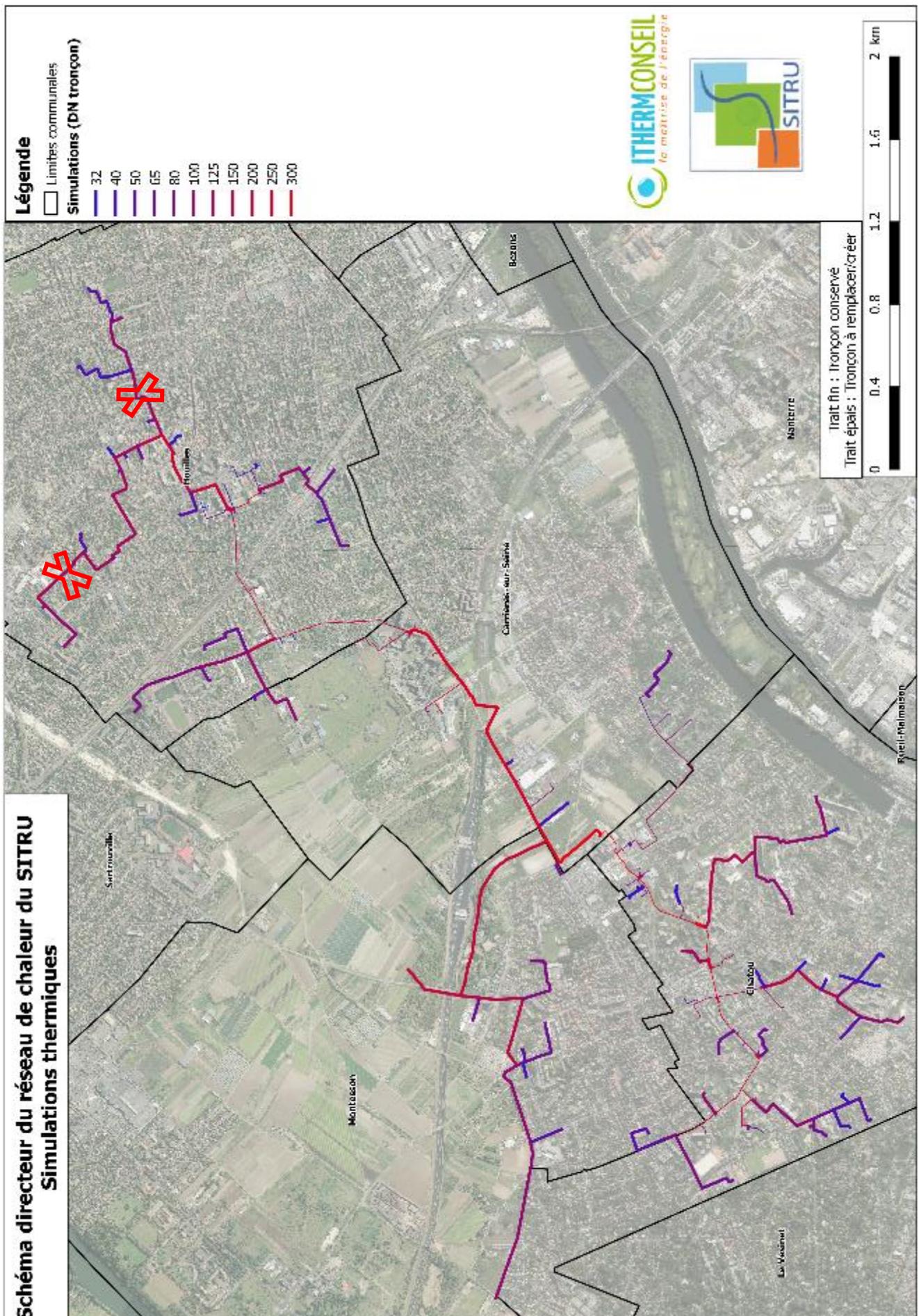


Figure 106. Dimensionnement des canalisations d'après la simulation thermique.

Ces solutions peuvent s'appliquer individuellement par abonné ou sur une terminaison de réseau, la chaufferie d'une grande résidence pouvant par exemple alimenter les 3 ou 4 petits abonnés à proximité. De manière à pouvoir alimenter le Centre-Ville, la zone gare et la branche remontant vers le nord à partir de la base militaire CC Mille, ces solutions sont à mettre en place sur les branches indiquées par des croix rouges sur la carte précédente :

- Sur la branche Est, composée d'une maternelle (Kergomard), de deux résidences importantes (Jean Moulin et Fossettes), et une plus petite (30 Rue Desaix), avec une ou deux chaufferies alimentant l'ensemble du bout de la branche ;
- Sur la Branche Nord composée des deux résidences Condorcet (I et II), disposant déjà de chaufferies conséquentes, chacune pouvant être délestée ;

Dans tous les cas, les maîtres d'ouvrages mettent à disposition les chaufferies correspondantes au futur exploitant du réseau de chaleur qui sera alors chargé, à ses risques et périls :

- D'entretenir et renouveler le matériel ;
- De souscrire un contrat d'alimentation en combustible ;
- D'effectuer les basculements et mises en route de chaudières lorsqu'un délestage ou un appoint local est nécessaire.

Les abonnés payent alors uniquement le tarif standard du contrat (même R1/R2 que les autres abonnés) et peuvent bénéficier, suivant les négociations, d'une redevance de mise à disposition, par exemple pour couvrir les amortissements restants à réaliser.

Toutes les autres branches sont à créer et devront être correctement dimensionnées. Le dimensionnement repris dans ce rapport est indicatif.

Il est à noter que **des pompes réseaux** sont à remplacer :

- Pour les scénarios Houilles et Houilles + Montesson, seules les pompes de l'actuelle branche Carrières-sur-Seine/Houilles est à remplacer ;
- Pour le scénario le plus conséquent, Houilles + Montesson + Chatou, toutes les pompes sont à remplacer.

Après réalisation de ces modifications et à pleine puissance (avec branches Est et Nord de Houilles délestées), les pertes de charges dans les canalisations et la pression différentielle restante sont représentées sur la carte suivante :

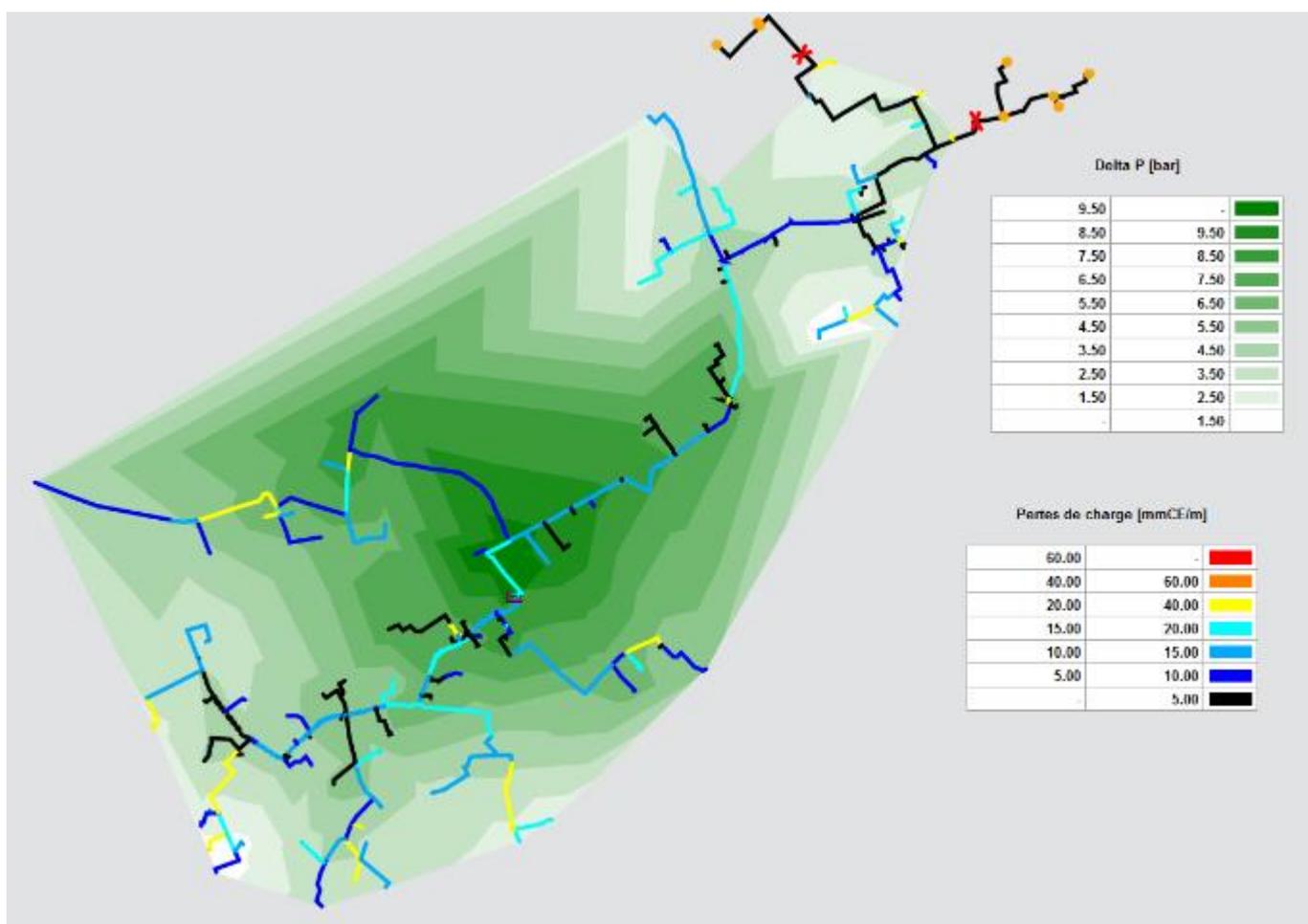


Figure 107. Pertes de charges linéaires et pression différentielle suivant simulations thermiques.

On constate alors que :

- Les axes structurants présentent de faibles pertes de charges linéaires ;
- Les pertes de charges les plus importantes sont localisées en bout d'antenne, n'entraînant ainsi que de faibles pertes ;
- La pression différentielle restante est quasiment identique dans toutes les ramifications du réseau, ne nécessitant ainsi pas la mise en place de sous-stations relais.

Toujours à puissance maximale, les **conditions de fonctionnement** sont alors les suivantes :

	Départ Est	Départ Ouest
Puissance [kW]	42 714 (avec serres 5ha) 29 715 (sans serres)	40 391
Débit volumique [m³/h]	708	769
Température max départ centrale [°C]	109	109
Température retour centrale par -7°C [°C]	56	63
Différence de température [°C]	52	46
Différence de Pression [bar]	11,4	8,3

Figure 108. Résultats des simulations thermiques

De manière à utiliser au mieux les réseaux existants, il a été considéré une température maximum départ réseau de 109°C, permise par les échangeurs actuels. Cette valeur permet d'augmenter la

différence de température entre le départ et le retour réseau pour que, à débit identique, plus de puissance soit transportée.

Le maintien des installations en PN 16 (Pression nominal 16 bar) est possible. En effet, la différence de pression est de :

- 11,4 bars sur la branche est (Houilles-Montesson) et cette zone ne présente pas de déclivité forte ;
- 8,3 bars sur la branche Ouest (Chatou) et la différence d'altitude entre les bords de Seine et la chaufferie étant d'environ 25 m (différence de pression de 2,5 bars).

Il n'y aura donc pas d'autres modifications des installations existantes à réaliser.

12.4. Analyse énergétique et environnementale

Pour tous les scénarios, les graphiques présentés correspondent dans l'ordre à :

- L'évolution de la fourniture en chaleur pour l'alimentation du réseau sur la durée d'étude, suivant le planning de déploiement présenté dans les paragraphes précédents, en considérant que le fioul est l'appoint jusqu'en 2019 puis le gaz ;
- Les productions théoriques mensuelles en fin de déploiement (à partir de 2029) par énergies pour une année à rigueur climatique standard ;
- La monotone réseau en fin de déploiement (à partir de 2029), c'est-à-dire la répartition horaire des appels de puissance, sur une année à rigueur climatique standard ;
- La puissance appelée en fonction de la température extérieure en fin de déploiement.

La monotone réseau est construite en affectant aux puissances appelées pour chaque température extérieure le nombre d'heures à cette température extérieure, sur une année standard.

Le tableau présenté reprend, à différents pas de temps, les besoins en chaleur des abonnés et les quantités de chaleur produite par chaque moyen de production pour alimenter ces besoins. Les quantités d'énergies primaires correspondantes serviront par la suite à la définition des charges P1. La possibilité de passer au statut d'UVE sans changement de GTA est déterminée suivant les quantités de chaleur à valoriser pour arriver à 65% sur l'indicateur PE TGAP (voir 6.1.1 Usine d'incinération). Enfin, le contenu CO₂ et les émissions de CO₂ évitées par rapport à une alimentation 100% gaz sont repris comme indicateurs environnementaux.

12.4.1. Scénario Houilles

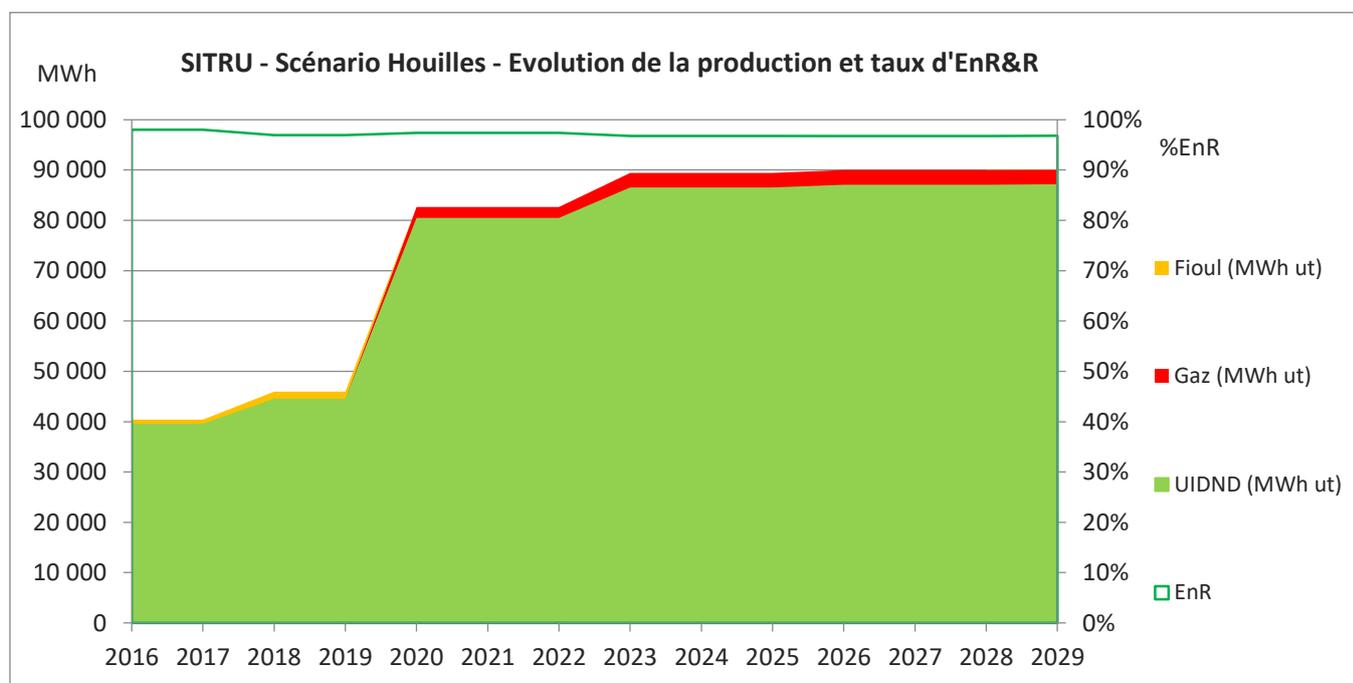


Figure 109. Evolution de la production et du taux d'EnR&R - Scénario Houilles

Comme décrit précédemment, ce scénario prévoit un développement rapide du réseau de chaleur avec une phase de premier établissement très importante dès la première année puis une

augmentation continue très faible, avec en particulier le raccordement de la base militaire CC Millé en 2022.

	2016	2018	2020	2023	2026	2029
Consommation (MWh_{ut})	36 364	41 372	74 388	80 482	80 995	81 042
Production (MWh_{ut})	40 405	45 969	82 653	89 425	89 995	90 047
<i>Dont UIDND (MWh_{ut})</i>	39 597	45 050	80 487	86 534	87 069	87 174
<i>Dont Gaz (MWh_{ut})</i>	0	0	2 166	2 890	2 926	2 873
<i>Dont Fioul (MWh_{ut})</i>	808	919	0	0	0	0
Energies primaires						
<i>UIDND (MWh_{ut})</i>	39 597	45 050	80 487	86 534	87 069	87 174
<i>Gaz (MWh_{PCS})</i>	0	0	2 675	3 568	3 612	3 547
<i>Fioul (MWh_{PCI})</i>	898	1 022	0	0	0	0
Statut UVE sans changement de GTA	Non					
Taux EnR&R	98%	98%	97%	97%	97%	97%
Tonnes de CO₂ (T/an)	268	468	719	959	971	953
Contenu CO₂ (kg/kWh_{livré})	0,007	0,010	0,009	0,011	0,011	0,011
Tonnes de CO₂ évitées (T/an)	8 255	9 267	16 737	17 948	18 062	18 072

Figure 110. Résultats de l'analyse énergétique et environnementale - Scénario Houilles

Bien que permettant une meilleure valorisation de la chaleur fatale par rapport à la situation actuelle, ce scénario ne permet pas à l'Usine CRISTAL d'accéder au statut de Centre de Valorisation Energétique sans remplacer le GTA actuel. La mise en œuvre de ce scénario nécessite donc de réaliser des modifications importantes sur l'usine d'incinération qui nécessiteront des investissements lourds et entraîneront une diminution de la puissance disponible (voir 6.1.1 Usine d'incinération).

Par rapport aux contenus CO₂ publiés au décret du 22 Mars 2017 portant sur les données de l'année 2014, le contenu CO₂ du réseau de chaleur après développement permet de se situer dans les 65 réseaux les plus performants de France (sur 522 listés). Le raccordement des nouveaux prospects identifiés permet d'éviter le rejet d'environ 10 000 T CO₂/an supplémentaire par rapport à la situation de référence, soit un total de 18 100 Tonnes de CO₂ évitées par an. Cela correspond environ aux émissions de 6 870 véhicules en circulation.

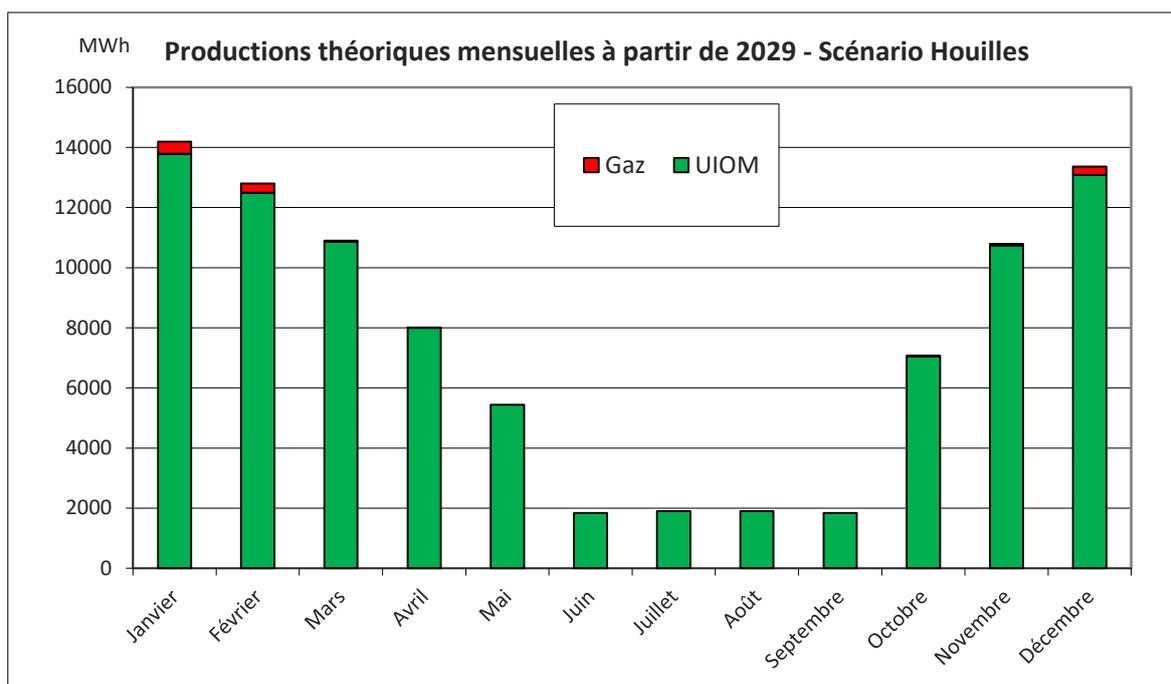


Figure 111. Production mensuelle - Scénario Houilles

Cette répartition mensuelle de la production montre qu'il est nécessaire, même dans ce scénario prévoyant le plus faible développement du réseau de chaleur, de décaler les dates d'arrêts pour maintenance simultanée des deux fours. En effet, on constate qu'un arrêt d'une semaine en Avril représentera environ 2 000 MWh de chaleur fatale valorisée en moins, soit la production complète d'un mois estival.

A l'inverse, un arrêt d'une semaine en Juin ou Septembre permettra de consommer moins de 500 MWh d'énergie fossile en compensation, permettant ainsi de bonifier le taux d'EnR&R.

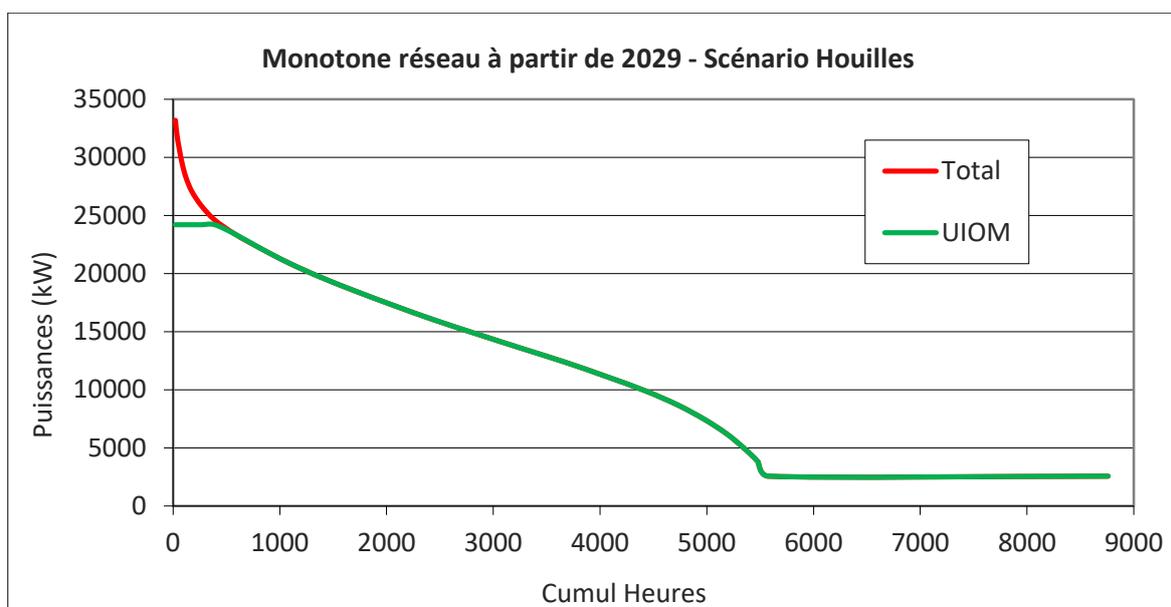


Figure 112. Monotone du réseau - Scénario Houilles

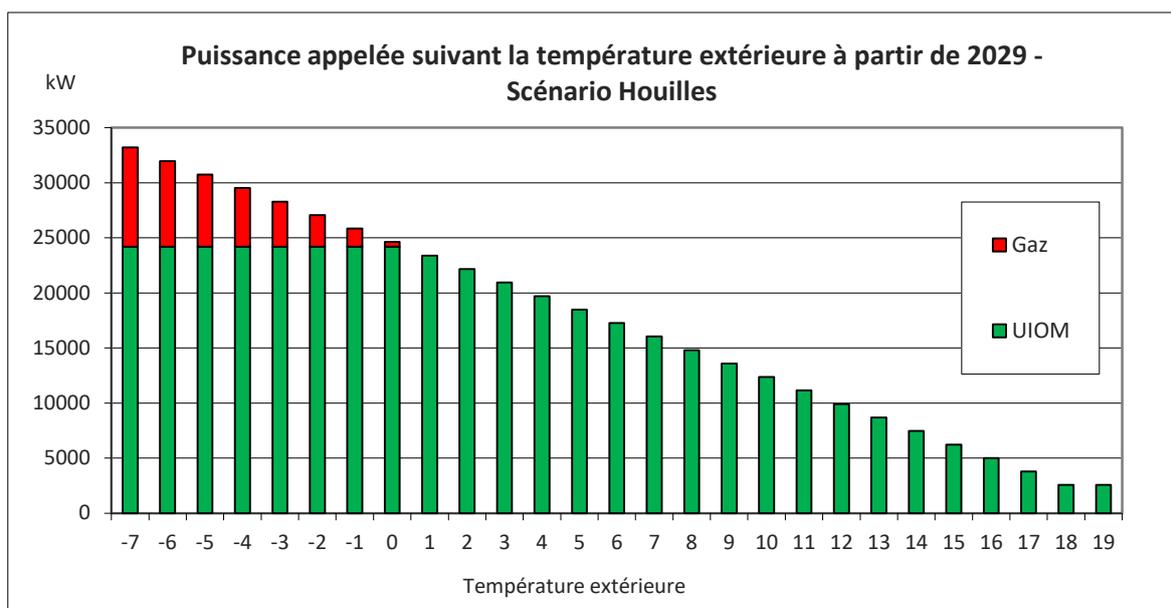


Figure 113. Puissance appelée en fonction de la température extérieure - Scénario Houilles

On constate enfin grâce aux deux graphiques précédents que l'appoint par énergie fossile intervient à partir d'une température extérieure de 0°C, soit moins de 400 h/an. Etant donné ces faibles durées d'appels et une puissance nécessaire relativement faible (8,8 MW), il est envisageable de combler cette puissance par des mises à disposition locales de chaufferies au gaz naturel ou par appoint fioul en chaufferie.

Les 400h nécessitant un appoint par énergie fossile correspondent aussi à la durée pendant laquelle la valorisation de la chaleur fatale de l'incinérateur est maximale. Ce scénario permet ainsi une durée équivalente d'utilisation à pleine puissance d'environ 3 600h/an (41% de l'année) contre 1 695h/an (19%) actuellement.

Ces données expliquent que le taux d'EnR&R sur le réseau de chaleur reste très confortable, à 97% après déploiement.

12.4.2. Scénario Houilles + Montesson

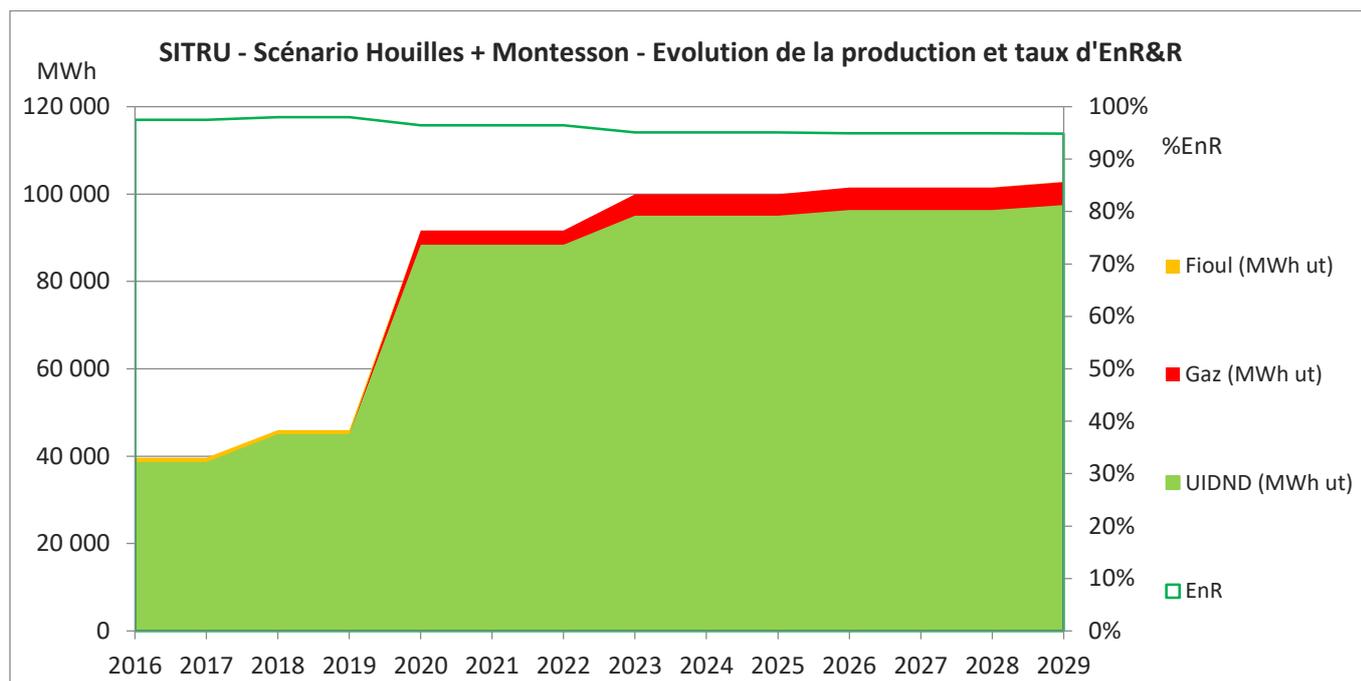


Figure 114. Evolution de la production et du taux d'EnR&R - Scénario Houilles + Montesson

Comme décrit précédemment, ce scénario prévoit un développement rapide du réseau de chaleur avec une phase de premier établissement très importante dès la première année puis une augmentation continue faible, avec en particulier le raccordement de la base militaire CC Millé en 2022, ainsi que le raccordement progressif des ZAD de Montesson sur la période 2020 – 2029.

	2016	2018	2020	2023	2026	2029
Consommation (MWh_{ut})	36 364	41 372	82 499	89 959	91 344	92 490
Production (MWh_{ut})	40 405	45 969	91 665	99 955	101 493	102 767
<i>Dont UIDND (MWh_{ut})</i>	39 597	45 050	88 408	95 048	96 345	97 485
<i>Dont Gaz (MWh_{ut})</i>	0	0	3 257	4 906	5 148	5 282
<i>Dont Fioul (MWh_{ut})</i>	808	919	0	0	0	0
Energies Primaires						
<i>UIDND (MWh_{ut})</i>	39 597	45 050	88 408	95 048	96 345	97 485
<i>Gaz (MWh_{PCS})</i>	0	0	4 022	6 057	6 355	6 521
<i>Fioul (MWh_{PCI})</i>	898	1 022	0	0	0	0
Statut UVE sans changement de GTA			Non	Limite		
Taux EnR&R	98%	98%	96%	95%	95%	95%
Tonne de CO₂ (T/an)	268	468	1 081	1 628	1 708	1 752
Contenu CO₂ (kg/kWh_{livré})	0,007	0,010	0,012	0,016	0,017	0,017
Tonnes de CO₂ évité (T/an)	8 255	9 267	18 315	19 611	19 822	20 070

Figure 115. Résultats de l'analyse énergétique et environnementale - Scénario Houilles + Montesson

Ce scénario permet de valoriser, une fois le développement achevé, entre 95 et 97 GWh de chaleur fatale par an, soit la quantité nécessaire à valoriser pour permettre d'atteindre le statut d'UVE (95,6

GWh/an) suivant l'indicateur PE TGAP. Cette valorisation ne permet par contre pas de disposer d'une marge de manœuvre suffisante, mais pourrait permettre, allié à des optimisations légères du process de l'incinérateur, d'assoir ce statut sans modifications lourdes de l'installation.

Par rapport aux contenus CO₂ publiés au décret du 22 Mars 2017 portant sur les données de l'année 2014, le contenu CO₂ permet au réseau du SITRU de se situer dans les 90 réseaux les plus performants de France (sur 522 listés). Le raccordement des nouveaux prospects identifiés permet ainsi d'éviter le rejet d'environ 11 800 T CO₂/an supplémentaire, soit un total de 20 100 Tonnes de CO₂ évitées par an. Cela correspond environ aux émissions de 7 620 véhicules en circulation.

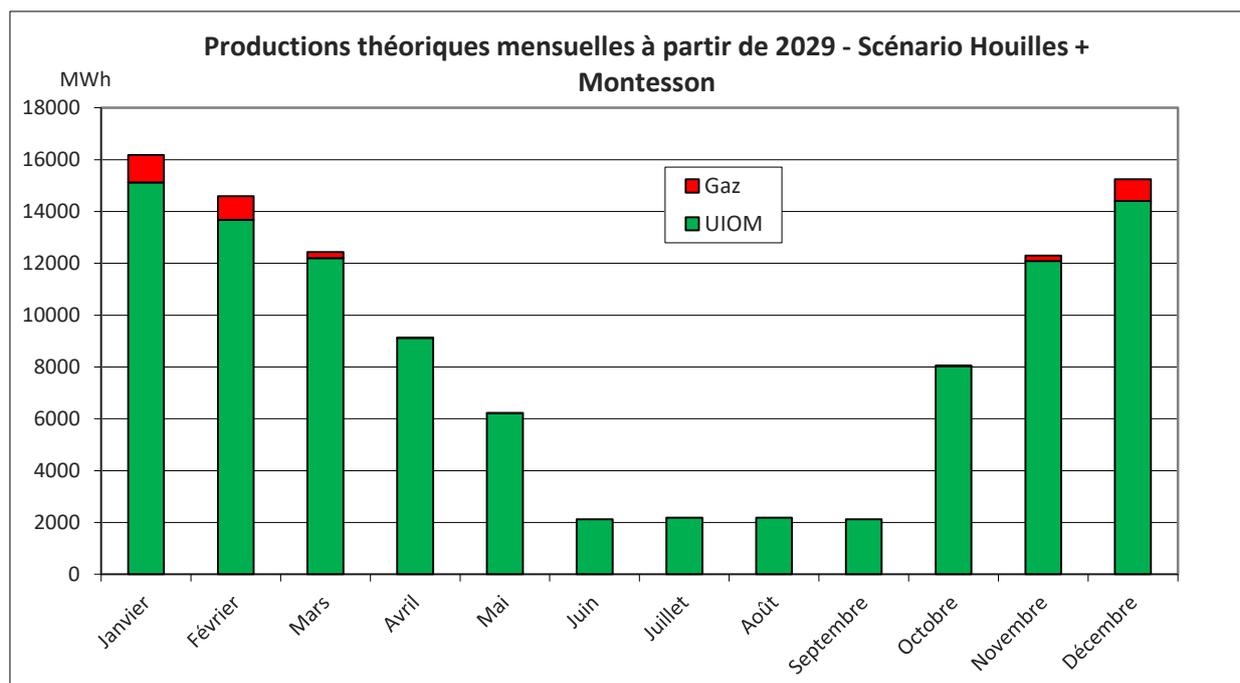


Figure 116. Production mensuelle - Scénario Houilles + Montesson

Cette répartition mensuelle de la production montre qu'il est encore plus nécessaire que dans le scénario précédent de décaler les dates d'arrêts pour maintenance simultanée des deux fours. En effet, un arrêt d'une semaine en Avril représentera plus de 2 000 MWh de chaleur fatale valorisée en moins, soit plus que la production complète d'un mois estival.

A l'inverse, un arrêt d'une semaine en Juin ou Septembre permettra de consommer moins de 500 MWh d'énergie fossile en compensation, permettant ainsi de bonifier le taux d'EnR&R.

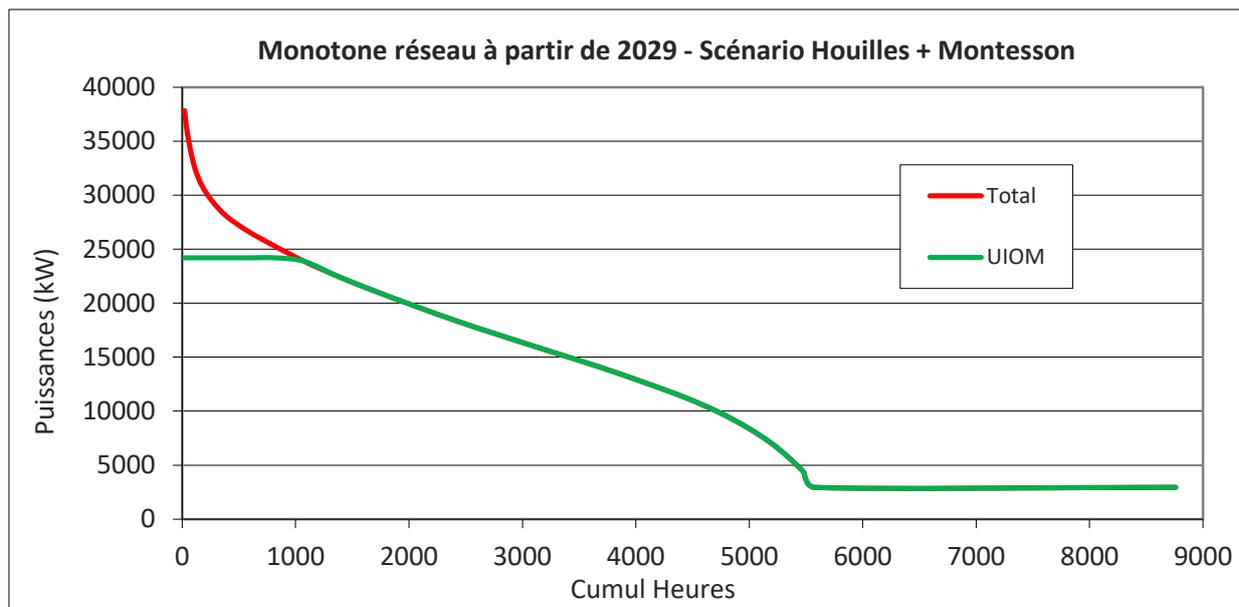


Figure 117. Monotone du réseau - Scénario Houilles + Montesson

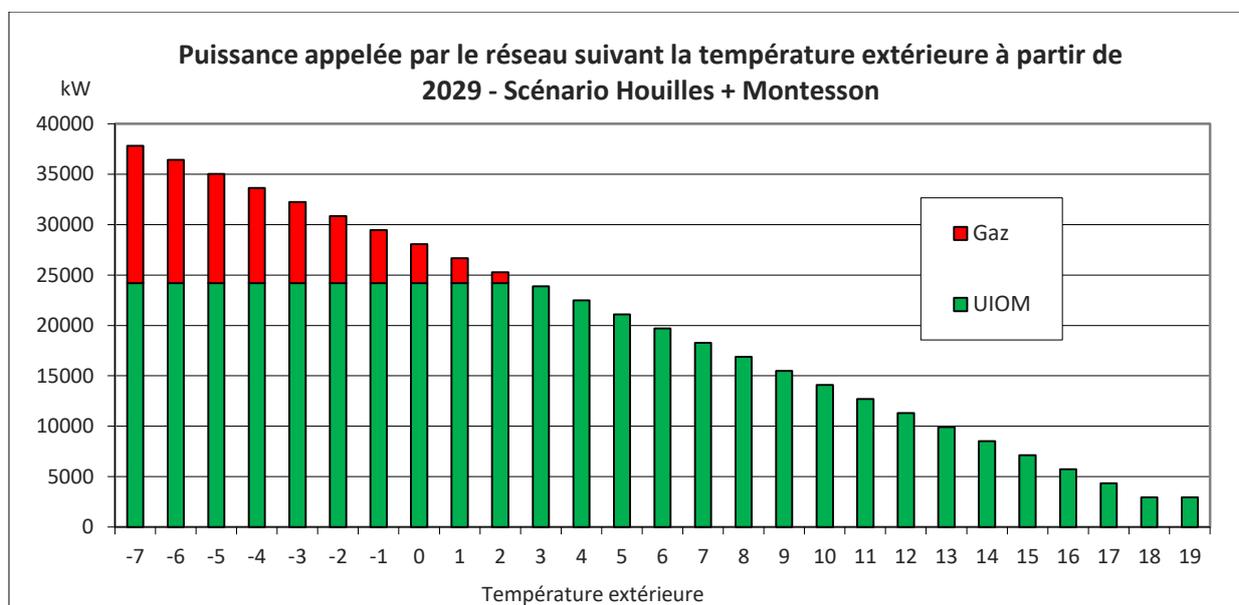


Figure 118. Puissance appelée en fonction de la température extérieure - Scénario Houilles + Montesson

On constate enfin grâce aux deux graphiques précédents que l'appoint par énergie fossile intervient à partir d'une température extérieure de 2°C, soit environ 1 000h/an. Par rapport au scénario précédent, la puissance d'appoint est beaucoup plus fréquemment appelée (plus de 11% du temps contre moins de 5% dans le scénario précédent) et la puissance nécessaire est beaucoup plus importante (13,6 MW). La mise en place d'une chaufferie d'appoint/secours gaz centralisée, en plus des chaufferies de délestage sur les branches Houilles, est nécessaire.

Les 1 000h nécessitant un appoint par énergie fossile correspondent aussi à la durée pendant laquelle la valorisation de la chaleur fatale de l'incinérateur est maximale. Ce scénario permet ainsi une durée d'utilisation équivalente à pleine puissance d'environ 4 030h/an, soit un taux d'utilisation équivalent à pleine puissance d'environ 46 % (41% dans le scénario précédent).

Cette nécessité d'appointer le réseau par énergies fossiles assez fréquemment entraîne une légère chute du taux d'EnR&R, autour de 95 % en fin de déploiement.

12.4.3. Scénario Houilles + Montesson + Chatou

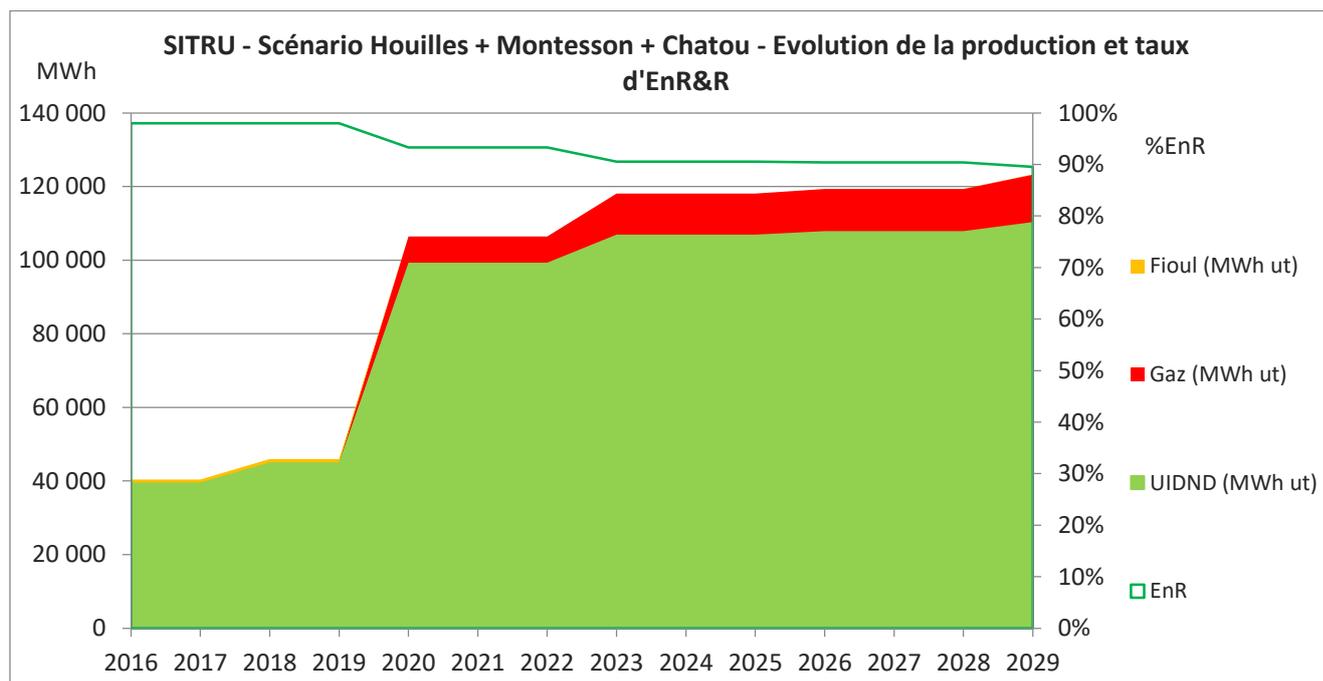


Figure 119. Evolution de la production et du taux d'EnR&R - Scénario Houilles + Montesson + Chatou

Comme décrit précédemment, ce scénario prévoit un développement rapide du réseau de chaleur avec une phase de premier établissement très importante dès la première année puis une seconde phase assez importante en 2022 avec en particulier le raccordement de la base militaire CC Millé, des programmes neufs Avenue de République à Chatou ainsi que le raccordement progressif des ZAD de Montesson sur la période 2020 – 2029.

	2016	2018	2020	2023	2026	2029
Consommation (MWh_{ut})	36 364	41 372	96 889	107 494	108 590	112 081
Production (MWh_{ut})	40 405	45 969	107 654	119 438	120 655	124 535
<i>Dont UIDND (MWh_{ut})</i>	39 597	45 050	99 606	107 101	108 028	110 469
<i>Dont Gaz (MWh_{ut})</i>	0	0	8 048	12 337	12 627	14 066
<i>Dont Fioul (MWh_{ut})</i>	808	919	0	0	0	0
Energies Primaires						
<i>UIDND (MWh_{ut})</i>	39 597	45 050	99 606	107 101	108 028	110 469
<i>Gaz (MWh PCS)</i>	0	0	9 936	15 231	15 589	17 366
<i>Fioul (MWh PCI)</i>	898	1 022	0	0	0	0
Statut UVE sans changement de GTA			Oui			
Taux EnR&R	98%	98%	93%	90%	90%	89%
Tonne de CO₂ (T/an)	268	468	2 363	3 701	3 799	4 276
Contenu CO₂ (kg/kWh_{livré})	0,007	0,010	0,022	0,031	0,032	0,035
Tonnes de CO₂ évité (T/an)	8 255	9 267	20 540	21 821	21 935	22 304

Figure 120. Résultats de l'analyse énergétique et environnementale - Scénario Houilles + Montesson + Chatou

Ce scénario, le plus ambitieux en terme de développement, est le seul qui permet, sans modifier les installations de l'incinérateur, le passage en Unité de Valorisation Energétique avec une certaine marge de manœuvre, et ce dès la première phase de développement, ne nécessitant ainsi aucune modification des installations de l'Usine CRISTAL.

Par rapport aux contenus CO₂ publiés au décret du 22 Mars 2017 portant sur les données de l'année 2014, ce contenu CO₂ permet au réseau du SITRU de se situer dans les 130 réseaux les plus performants de France (sur 522 listés). Le raccordement des nouveaux prospects identifiés permet ainsi d'éviter le rejet d'environ 14 050 T CO₂/an supplémentaire, soit un total de 22 300 Tonnes de CO₂ évitées par an. Cela correspond environ aux émissions de 8 470 véhicules en circulation.

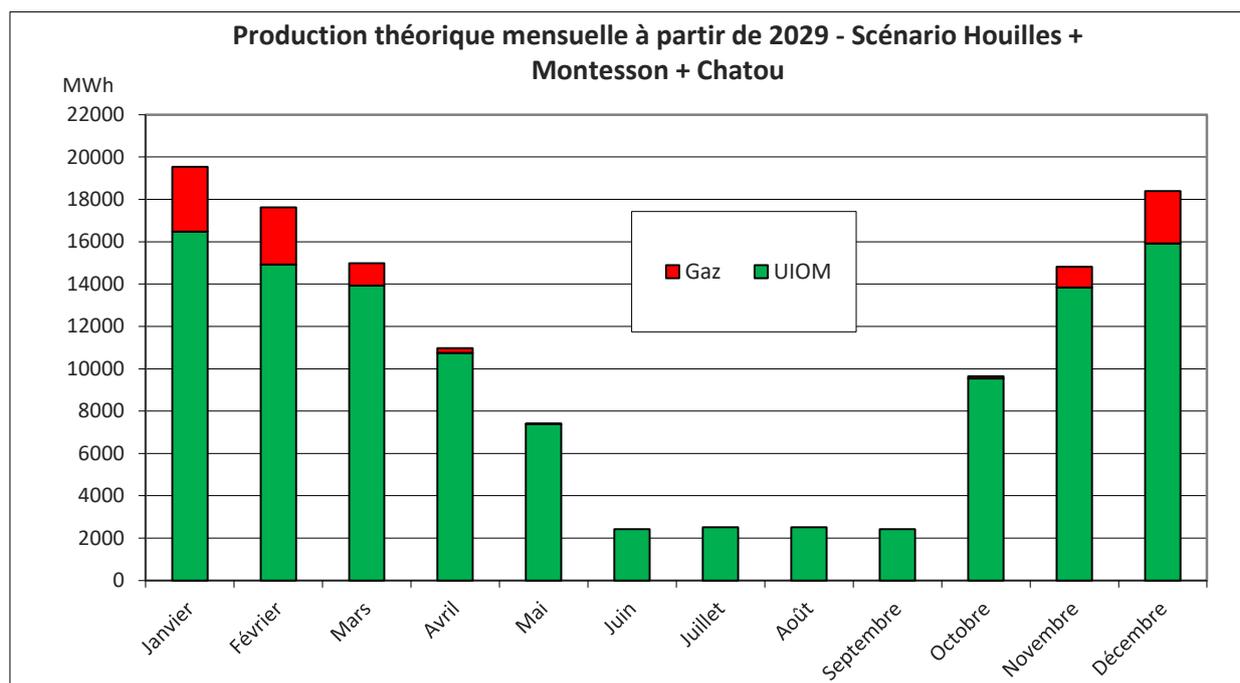


Figure 121. Production mensuelle - Scénario Houilles + Montesson + Chatou

Cette répartition mensuelle de la production accentue encore la nécessité de décaler les dates d'arrêts pour maintenance simultanée des deux fours. En effet, un arrêt d'une semaine en Avril représentera plus de 2 500 MWh de chaleur fatale valorisée en moins, soit bien plus que la production complète d'un mois estival.

A l'inverse, un arrêt d'une semaine en Juin ou Septembre permettra de consommer seulement un peu plus de 500 MWh d'énergie fossile en compensation, permettant ainsi de bonifier le taux d'EnR&R.

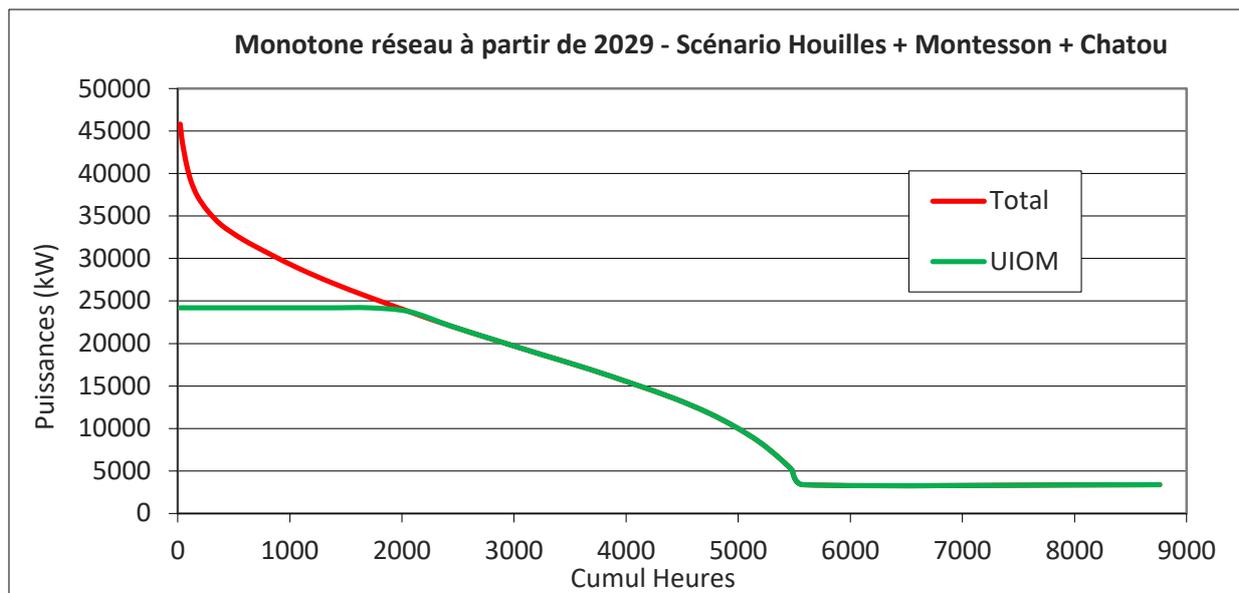


Figure 122. Monotone du réseau - Scénario Houilles + Montesson + Chatou

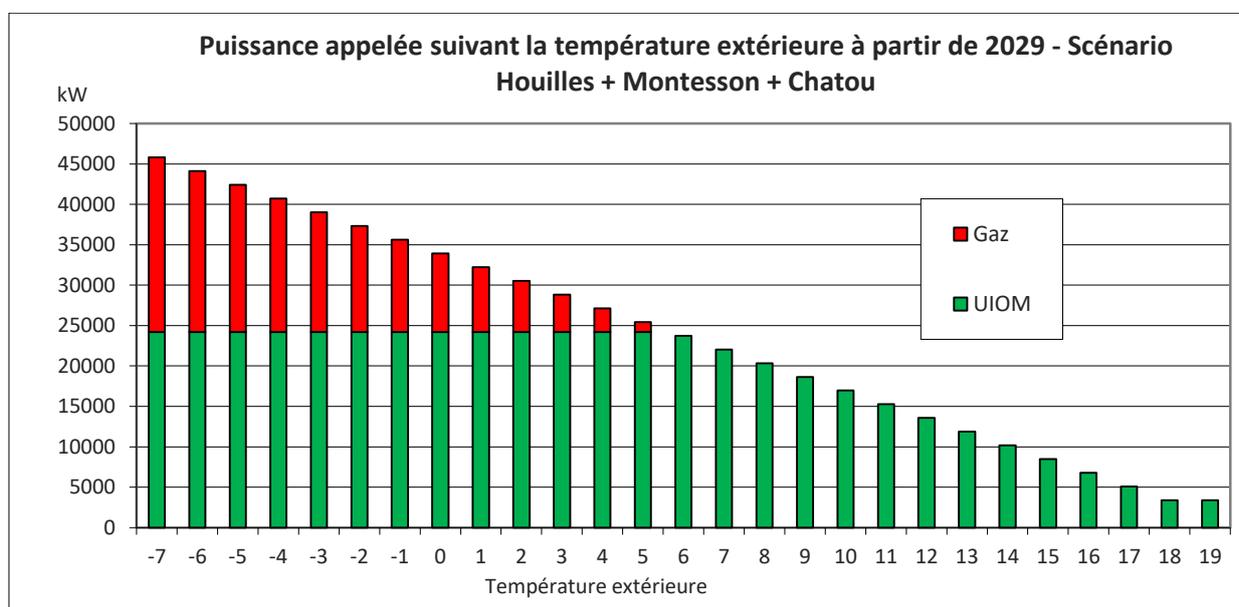


Figure 123. Puissance appelée en fonction de la température extérieure - Scénario Houilles + Montesson + Chatou

On constate enfin grâce aux deux graphiques précédents que l'appoint par énergie fossile intervient à partir d'une température extérieure de 5°C, soit près de 2 000h/an, ce qui représente presque 23 % de l'année. Par rapport aux deux scénarios précédents, la puissance d'appoint est beaucoup plus fréquemment sollicitée (respectivement 5% et 11% du temps dans les deux autres scénarios) et est beaucoup plus importante (21,6 MW). La mise en place d'une chaufferie d'appoint/secours gaz centralisée, en plus des chaufferies de délestage sur Houilles, est donc nécessaire.

Le passage en UVE est permis par une forte mobilisation des moyens de production EnR&R (plus de 2 000h/an à la puissance maximale), qui se traduit par un taux d'utilisation équivalent à pleine puissance des moyens de production EnR&R de 52% soit environ 4 560 h/an.

Enfin, cette nécessité d'appointer le réseau par énergies fossiles fréquemment entraîne une légère chute du taux d'EnR&R, qui tombe sous les 90 % en fin de déploiement.

13. Analyse économique et sociale

Une analyse économique est conduite pour chacun des scénarios retenus afin d'évaluer :

- Les conséquences envisagées du point de vue du gestionnaire du réseau de chaleur, dans le cadre contextuel à venir ;
- L'impact sur la facture énergétique des abonnés déjà raccordés en fonction des évolutions tarifaires qui accompagneront l'opération ;
- La comparaison avec les modes de chauffage envisageables hors réseau de chaleur.

Pour chaque scénario seront développés les points suivants :

- Les investissements ;
- Les mécanismes de financement mobilisables ;
- Les charges d'exploitation ;
- Le budget prévisionnel ;
- L'impact tarifaire ;
- L'impact pour les abonnés existants du réseau ;
- L'intérêt pour les nouveaux raccordés.

L'analyse économique consiste à décrire les différents postes du compte d'exploitation du gestionnaire du réseau de chaleur afin de déterminer le coût de la chaleur et le mode de facturation aux abonnés. Dans le contexte actuel de mise en place d'un nouveau contrat, cette analyse a été menée de manière globale, c'est-à-dire que l'ensemble des recettes et des charges du réseau ont été pris en compte.

Les hypothèses principales prises en compte pour l'élaboration du compte d'exploitation sont les suivantes :

- Durée et révision :
De manière à tester la sensibilité des différents scénarios à la durée du contrat, chacun des scénarios a été simulé sur une période de 20, 15 et 12 ans. Les investissements et subventions sont, dans chaque cas, amortis sur la durée correspondante.
Les montants repris sont en date de valeur début 2017. Aucune actualisation des prix n'a été prise en compte sur cette période, étant entendu que l'évolution des coûts pour le délégataire est répercutée via les formules de révision sur les recettes perçues auprès des Abonnés.
- Objectifs économiques :
Le Taux de Rentabilité Interne (TRI) du projet a été fixé à 8% après impôts, valeur cible courante (pour une DSP) dans le contexte économique actuel.
- Politique d'incitation au raccordement :
Afin d'inciter les abonnés potentiels à se raccorder, les travaux de raccordement (antennes particulières) et de création de sous-stations sont inclus dans les estimations d'investissements. Il est prévu que ces travaux soient couverts par les termes R24/R25 ainsi que des droits de raccordements :

- Nuls pour les programmes existants. Cela permet ainsi de raccorder des programmes immobiliers même si l'amortissement des moyens de production de chaleur locaux existants n'est pas encore terminé ;
- Très faibles pour les programmes neufs (50 €HT/kW).

Il s'agit ici de conditions défavorables pour l'économie du projet. Toute politique visant à collecter des droits de raccordement supplémentaires permettra de bonifier le projet par rapport aux résultats obtenus.

- Application du taux de couverture en énergie renouvelable :
Au vu des critères de simulation technique, chaque scénario présente un taux en énergie renouvelable largement supérieur à 50%. Cela permettra ainsi de prétendre à un taux de TVA sur l'énergie réduit à 5,5% pour les termes R1 et R2.
- Impact abonnés existants : Le tarif des abonnés existant est ajusté automatiquement grâce à une refonte complète de la tarification, qui s'appliquera aussi à ces abonnés.

Une première analyse a été menée pour chacun des trois scénarios. Ces simulations sont réalisées avec un taux de subventions fixe (20%), le prix final de la chaleur étant la variable finale. Pour le scénario qui a été choisi par le deuxième comité de pilotage, une analyse complémentaire de sensibilité à différents paramètres a été réalisée.

13.1. Investissements et subventions

13.1.1. Les investissements

Généralités

L'équilibre financier actuel de la délégation de service public actuelle prend en compte une VNC (Valeur Nette Comptable) en fin de contrat de :

- 1 706 191 € pour les avenants 9 à 11 ;
- 3 885 722 € pour l'avenant 14 (VNC hors raccordement de l'Union de copropriété Chatou, non pris en compte dans la situation de référence).

Soit un total de 5 591 913 €. Les investissements relatifs à cette VNC ont déjà été subventionnés par l'ADEME. Elle sera donc reprise en investissement de base, mais n'est pas prise en compte pour le calcul du taux de subventions. Le schéma directeur se concentrera, en plus de cette VNC, sur les investissements repris dans les tableaux suivants, en fonction des années de réalisation.

Dans tous les scénarios, il a été considéré que l'ensemble des investissements réseaux (pose des canalisations) et adaptation ou construction de chaufferie étaient réalisés dès la première année du contrat, malgré une augmentation relativement progressive des ventes. Ce décalage est défavorable au TRI projet qui sert de base d'analyse à l'étude.

Enfin, les montants d'investissements repris ci-dessous comprennent aussi 7 % de maîtrise d'œuvre, nécessaire pour assurer l'accompagnement et le suivi des travaux.

Scénario Houilles

Travaux	Montant (en k€)	2019	2022	2025	2028
VNC	5 592	X			
Adaptation chaufferies mises à disposition (6,4 MW)	465	X			
Remplacement pompes branche Houilles/Carrières	83	X			
Remplacement feeder Carrières-sur-Seine et autres (2 700 m)	3 589	X			
Réseau à créer (8 100 m)	7 473	X			
Sous-stations (32)	859	X			
Sous-stations (5)	125		X		
Sous-stations (3)	73			X	
Sous-stations (3)	77				X
Aléas	382	X	X	X	X
Total	18 719	18 436	129	75	79

Figure 124. Investissements prévisionnels - Scénario Houilles

Scénario Houilles + Montesson

Travaux	Montant (en k€)	2019	2022	2025	2028
VNC	5 592	X			
Adaptation chaufferies mises à disposition et construction (11 MW total)	1 681	X			
Remplacement pompes branche Houilles/Carrières	83	X			
Remplacement feeder Carrières-sur-Seine et autres (2 700 m)	3 589	X			
Réseau à créer (11 500 m)	9 848	X			
Sous-stations (46)	1 196	X			
Sous-stations (7)	174		X		
Sous-stations (5)	104			X	
Sous-stations (4)	96				X
Aléas	503	X	X	X	X
Total	22 867	22 480	180	108	99

Figure 125. Investissements prévisionnels - Scénario Houilles + Montesson

Scénario Houilles + Montesson + Chatou

Travaux	Montant (en k€)	2019	2022	2025	2028
VNC	5 592	X			
Adaptation chaufferies mises à dispositions et construction (18 MW total)	2 864	X			
Remplacement pompes des deux branches	167	X			
Remplacement feeder Carrières-sur-Seine et autres (2 700 m)	3 589	X			
Réseau à créer (15 300 m)	14 269	X			
Sous-stations (66)	1 689	X			
Sous-stations (16)	377		X		
Sous-stations (5)	104			X	
Sous-stations (6)	155				X
Aléas	696	X	X	X	X
Total	29 502	28 847	389	108	159

Figure 126. Investissements prévisionnels - Scénario Houilles + Montesson + Chatou

Soit en synthèse :

	En k€	2019	2020-2022	2023-2025	2026-2028	Total		
						Par poste	%	Général
Scénario Houilles	VNC	5 592				5 592	30 %	18 719
	Production	465				465	2 %	
	Distribution	11 146				11 146	60 %	
	Livraison	859	125	73	77	1 134	6 %	
	Aléas	374	4	2	2	382	2 %	
Scénario Houilles + Montesson	VNC	5 592				5 592	24 %	22 867
	Production	1 681				1 681	7 %	
	Distribution	13 520				13 520	59 %	
	Livraison	1 195	174	104	96	1 570	7 %	
	Aléas	492	5	3	3	503	2 %	
Scénario Houilles + Montesson + Chatou	VNC	5 592				5 592	19 %	29 502
	Production	2 864				2 864	10 %	
	Distribution	18 025				18 025	61 %	
	Livraison	1 689	377	104	155	2 325	8 %	
	Aléas	677	11	3	5	696	2 %	

Figure 127. Synthèse des investissements à réaliser en fonction des scénarios.

La part production fait un saut entre les scénarios Houilles et Houilles + Montesson en raison de la nécessité de construire une nouvelle chaufferie d'appoint (le scénario Houilles ne considère que la reprise de chaufferies existantes), entraînant des coûts fixes de génie civil supplémentaires importants.

13.1.2. Les mécanismes de financement mobilisables

Les scénarios précédemment présentés peuvent prétendre à des aides au financement via le Fonds Chaleur, géré par l'ADEME ou via les Certificats d'économies d'énergies (CEE). Ces deux aides ne sont pas cumulables.

Le Fonds Chaleur

Le Fonds Chaleur Renouvelable est l'une des mesures majeures issues du Grenelle de l'Environnement en faveur du développement des énergies renouvelables, pérennisé et renforcé par la loi sur la transition énergétique de 2015 qui prévoit un doublement du Fonds Chaleur d'ici à 2017/2018.



Figure 128. Logo Fonds Chaleur - ADEME

L'objectif du Fonds Chaleur est de permettre aux installations produisant de la chaleur à partir d'énergies renouvelables d'être économiquement compétitives par rapport aux installations utilisant une énergie conventionnelle.

Deux types d'aides peuvent être alloués :

- **L'aide aux installations de nouveaux moyens de production renouvelables.** Le projet décrit ici, quel que soit le scénario, ne peut prétendre à cette aide, les moyens de production à construire étant uniquement de l'appoint/secours par énergies fossiles ;
- **L'aide aux créations, extensions ou densification de réseaux** à condition que le réseau soit alimenté à plus de 50% par EnR&R après projet, les critères à respecter étant les suivants :
 - Les besoins supplémentaires sont couverts à minima par 50% d'EnR&R ou les besoins supplémentaires sont couverts à minima par 25% d'EnR&R supplémentaire et le taux global d'EnR&R après projet est supérieur à 70%
 - Extension d'une longueur minimum de 200 m ou programme de densification supérieur à 200 m cumulé ;
 - Extension permettant de valoriser au minimum 25 tep ENR/an (soit 290 MWh/an) ;
 - Densité thermique du réseau après extension $\geq 1,5$ MWh/ml ;
 - Impact positif pour l'abonné sur le tarif de fourniture de chaleur ;

L'ensemble des travaux et règles présentés ci-dessous est issu des fiches descriptives Fonds Chaleur 2017 éditées par l'ADEME en date du 6 Avril 2017.

Calcul du niveau d'aide : L'aide aux créations ou extensions de réseaux (AR) est la seule qui concerne cette étude. Les montants attribués sont déterminés de la manière suivante.

Dans le cas d'un réseau de chaleur raccordé à une usine d'incinération comme le SITRU, l'aide accordée dans le cadre du Fonds Chaleur est déterminée par une analyse économique du projet avec les plafonds maximums de subventions suivants :

Type de réseau	Diamètre Nominal du réseau	Plafond assiette: €/ml de tranchée
Vapeur*	Tous DN	1 890
Eau chaude*	DN 450 et plus	1 470
	DN 300 à DN 400	945
	DN 150 à DN 250	745,5
	DN 80 à DN125	546
	DN 65 et moins	472,5

Figure 129. Plafond d'assiette des subventions Fonds Chaleur 2016. Source : ADEME.

Le montant maximal de l'aide attribuée est déterminé par l'encadrement communautaire des subventions et varie en fonction des projets.

En complément, les travaux de franchissements de points singuliers (voies ferrées, canal, autoroute,...) peuvent aussi être subventionnés en dépassement de ces plafonds.

Pour cette étude, nous avons raisonné uniquement en fixant un taux de subventions raisonnable au vu du contexte, tout en restant inférieur au plafond d'assiette présenté précédemment. Un taux de 20% portant uniquement sur les investissements à réaliser par le futur délégataire est pris en compte en première approche. Pour le scénario retenu, une analyse de sensibilité aux subventions sera mise en œuvre.

Les montants des subventions, et donc les montants à financer sont les suivants :

	Houilles	Houilles + Montesson	Houilles + Montesson + Chatou
Investissements (M€)	18,7	22,9	29,5
Montant subventions (M€)	2,6	3,5	4,8
Assiette à financer (M€)	16,1	19,4	24,7

Figure 130. Subventions et montants à financer par scénario.

Certificats d'économie d'énergies

Pour les réseaux de chaleur en France Métropolitaine, les opérations suivantes sont éligibles pour l'obtention de certificats d'économies d'énergies :

- Fiche RES-CH-101 : Valorisation de chaleur de récupération en réseau ;
- Fiche RES-CH-103 : Réhabilitation d'un poste de livraison de chaleur d'un bâtiment tertiaire ;
- Fiche RES-CH-104 : Réhabilitation d'un poste de livraison de chaleur d'un bâtiment résidentiel.

Etant donné la non-possibilité de cumul entre le Fonds chaleur et les CEE, il a été considéré que les investissements à mettre en œuvre ne pouvaient pas prétendre à l'obtention de CEE.

13.2. Charges d'exploitation

13.2.1. Charges d'énergie P1

Ce poste comprend les charges de combustible fossile (fioul/gaz) et charges d'achat d'énergie fatale. Ces charges évoluent en fonction du bouquet énergétique de l'année considérée.

Energies fossiles

Ces charges correspondent aux consommations d'énergies fossiles utilisées par :

- la chaufferie d'appoint-secours sur le site du SITRU ;
- les chaufferies de délestage à reprendre par le prochain exploitant (voir partie 12.3 Faisabilité technique).

Deux combustibles différents peuvent être utilisés pour réaliser l'appoint/secours du réseau de chaleur :

- Le gaz naturel : moins polluant que le fioul, l'utilisation de ce combustible est conditionnée au raccordement au réseau de distribution et entraîne donc :
 - Des frais de raccordements lorsque la chaufferie n'est pas encore raccordée au réseau de gaz ;
 - Un abonnement, fonction de la puissance nécessaire (appelée débit journalier maximal) et de la consommation annuelle de référence (CAR) ;
 - Une part consommation soumise aux fluctuations du marché des énergies fossiles.
- Le fioul : cette énergie est plus polluante que le gaz naturel, mais présente l'avantage de ne pas nécessiter d'abonnement, les charges afférentes correspondant uniquement aux consommations. Les commandes doivent être passées par l'utilisateur (ici l'exploitant de la chaufferie) en fonction des stocks disponibles et des besoins prévisionnels. Le montant unitaire des consommations est en moyenne plus élevé que le coût du gaz naturel, sauf pour les profils de consommations particuliers.

La **chaufferie d'appoint-secours sur le site du SITRU** est actuellement alimentée en fioul domestique. Pour une utilisation uniquement en secours très ponctuel comme actuellement, l'alimentation de cette chaufferie par fioul est plus intéressante. Elle évite en effet la souscription d'un abonnement important par rapport aux consommations particulièrement faibles.

Un devis pour un passage au gaz naturel a été demandé en Décembre 2016 à GRDF pour envisager le raccordement dans les conditions techniques suivantes :

- Puissance gaz demandée totale : 55 MW, soit 28 MW pour l'incinérateur et 27 MW pour le réseau de chaleur ;
- Consommation gaz naturel envisagée : substitution de 3 000 MWh/an de propane pour l'incinérateur. La consommation d'environ 1 000 MWh/an de fioul pour secours du réseau de chaleur n'a pas été prise en compte pour l'analyse car fortement soumise à la rigueur climatique.

Les travaux à mettre en œuvre comme repris sur le plan suivant consistent à renforcer 480 m de réseau existant et à créer 545 m de réseau. Les coûts de raccordements correspondants sont de 1 183,29 €HT. Ces coûts de raccordements sont faibles au vu des travaux réellement à mettre en œuvre. Ceci s'explique par la très forte puissance souscrite prévisionnelle (55 MW), entraînant un abonnement élevé permettant ainsi à GRDF d'amortir rapidement les investissements réalisés. La souscription d'une puissance plus faible pourrait entraîner des frais de raccordement plus importants.

En cas de forte augmentation des besoins, le raccordement de cette chaufferie au gaz naturel sera à

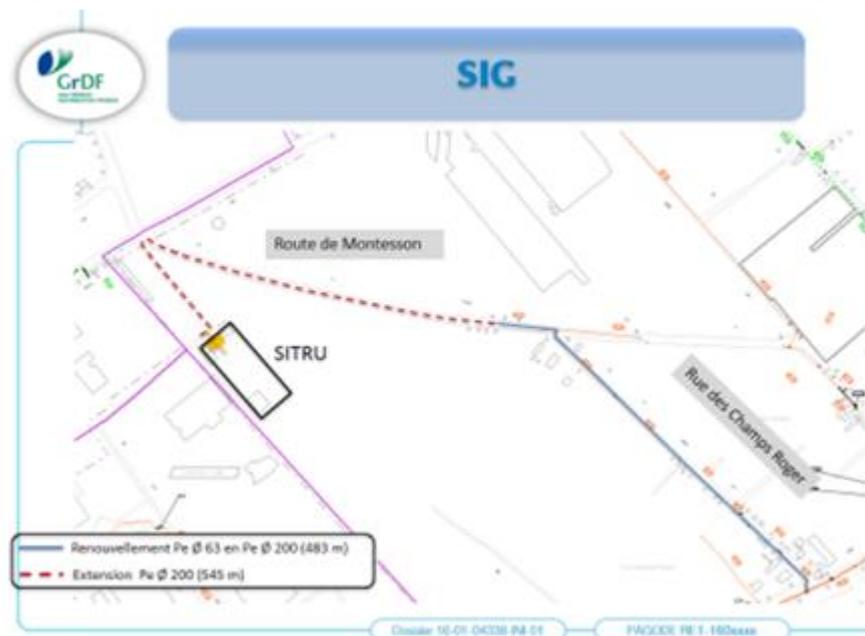


Figure 131. Projet de raccordement du SITRU au réseau gaz. Source : GRDF

envisager. Ce raccordement pourra se faire pour l'ensemble de la puissance du site, ou uniquement pour une partie des chaudières, permettant ainsi de diminuer le coût de l'abonnement.

Les **chaufferies de délestage** (délocalisées, chaufferie actuelle des futurs abonnés), sont actuellement alimentées en gaz naturel. Les contrats gaz actuellement souscrits par les maîtres d'ouvrages seront à reprendre par le futur délégataire.

Le futur exploitant devra donc déterminer l'optimum économique entre les chaufferies de délestage au gaz naturel, et la répartition entre gaz et fioul de l'alimentation de la chaufferie principale, une mixité étant possible. Pour les besoins de l'étude, la répartition suivante a été prise en compte :

Scénario	Houilles	Houilles + Montesson	Houilles + Montesson + Chatou
Chaufferie existante (27 MW)	Fioul	18 MW Fioul (secours) + 9 MW Gaz Naturel	18 MW Fioul (secours) + 9 MW Gaz Naturel
Complément centralisé à créer		Gaz (6 MW)	Gaz (13 MW)
Chaufferies de délestage	Gaz (6,4 MW)	Gaz (5,6 MW)	Gaz (5,6 MW)
Fonctionnement prévisionnel	Incinérateur puis délestage gaz puis fioul	Incinérateur puis centralisé gaz puis délestage gaz puis fioul	Incinérateur puis centralisé gaz puis délestage gaz puis fioul

Figure 132. Récapitulatif des moyens d'appoint-secours pris en compte

Cela correspond à réaliser l'ensemble des besoins d'appoints (lorsque la puissance nécessaire pour alimenter le réseau est supérieure à celle des échangeurs de l'incinérateur) au gaz, et couvrir uniquement le secours des échangeurs par fioul.

En première approche pour la suite de l'étude, il a été considéré :

- un prix moyen du gaz à 47 €/HT/MWh_{PCS}, soit 58 €/HT/MWh_{ut}. Ce tarif relativement élevé par rapport au marché actuel a été pris en compte en raison du profil de consommation particulier, avec une puissance importante mais des besoins faibles. Ce tarif est estimé pour un taux d'EnR&R à plus de 90%. En dessous, un prix de l'unité gaz plus faible est à prendre en compte.
- Un prix moyen du fioul de 60 €/HT/MWh_{PCI}, soit 66,6 €/HT/MWh_{ut}.
 - ⇒ Dans le cadre de la nouvelle consultation, les candidats seront à même de déterminer l'optimum technico-économique entre fioul et gaz, en fonction du pilotage prévisionnel du réseau de chaleur.

Energie fatale

Comme détaillé précédemment, les charges actuelles pour l'achat d'énergie fatale sont élevées par rapport aux conditions technico-économiques de valorisation et aux autres réseaux de chaleur alimentés par incinérateurs.

Pour la suite de l'analyse, nous avons donc recherché une solution tarifaire permettant de répondre aux principes suivants :

- Recettes minimum pour le SITRU de 750 k€ pour une valorisation similaire à celle du réseau actuel (40 GWh/an). Ce montant correspond aux recettes annuelles du SITRU lors de l'application de la redevance minimale, soit jusqu'en 2015 ;
- Pas de pertes de recettes pour le SITRU, c'est-à-dire qu'en cas de soutirage (diminution de la production électrique d'un GTA en vue de produire de la chaleur), les pertes de recettes électriques doivent être prises en compte, de même que le gain sur la TGAP en cas de passage en UVE. Ce prix de base a été déterminé de la manière suivante en collaboration avec le SITRU :
 - Coût d'achat de la chaleur fatale à Suez RV Energie : 1,1712 €/HT/MWh (conditions 2017) ;
 - Diminution des recettes électriques (si soutirage, et donc changement de GTA) : 200 kWhé/MWh chaleur, soit environ 8,4 €/HT/MWh ;
 - Gain TGAP : 6 €/HT/tonnes avec un pouvoir calorifique moyen de 2,7 MWh/tonnes, soit - 2,2 €/HT/MWh.
 - ⇒ Coût net de 7,4 €/HT/MWh dans ce scénario. Attention, si le GTA est conservé en l'état, le soutirage n'est pas possible. En considérant le gain sur la TGAP, et le coût de la chaleur achetée à Suez RV Energie, on obtient un gain de 1,03 €/HT/MWh.
- Prix final de la chaleur pour l'abonné compétitif par rapport à une solution alternative gaz naturel pour faciliter la commercialisation.
- Tarif de la chaleur permettant dans la mesure du possible d'encourager l'exploitant à développer le réseau.

Parmi les différentes solutions possibles, trois en particulier ont été étudiées :

- Un prix de la chaleur fixe ;
- Un prix de la chaleur fixe par paliers, c'est-à-dire qu'à partir d'une certaine quantité valorisée, le prix de la chaleur diminue ;
- Un prix de la chaleur binomial type R1/R2.

L'objectif dans chacune des solutions étant d'obtenir des recettes pour le SITRU de 750 k€ pour 40 GWh.

Ces trois solutions sont détaillées sur les graphiques présentés par la suite qui montrent :

- Le prix moyen de la chaleur en fonction de la quantité de chaleur valorisée ;
- Les recettes du SITRU dans chaque situation.

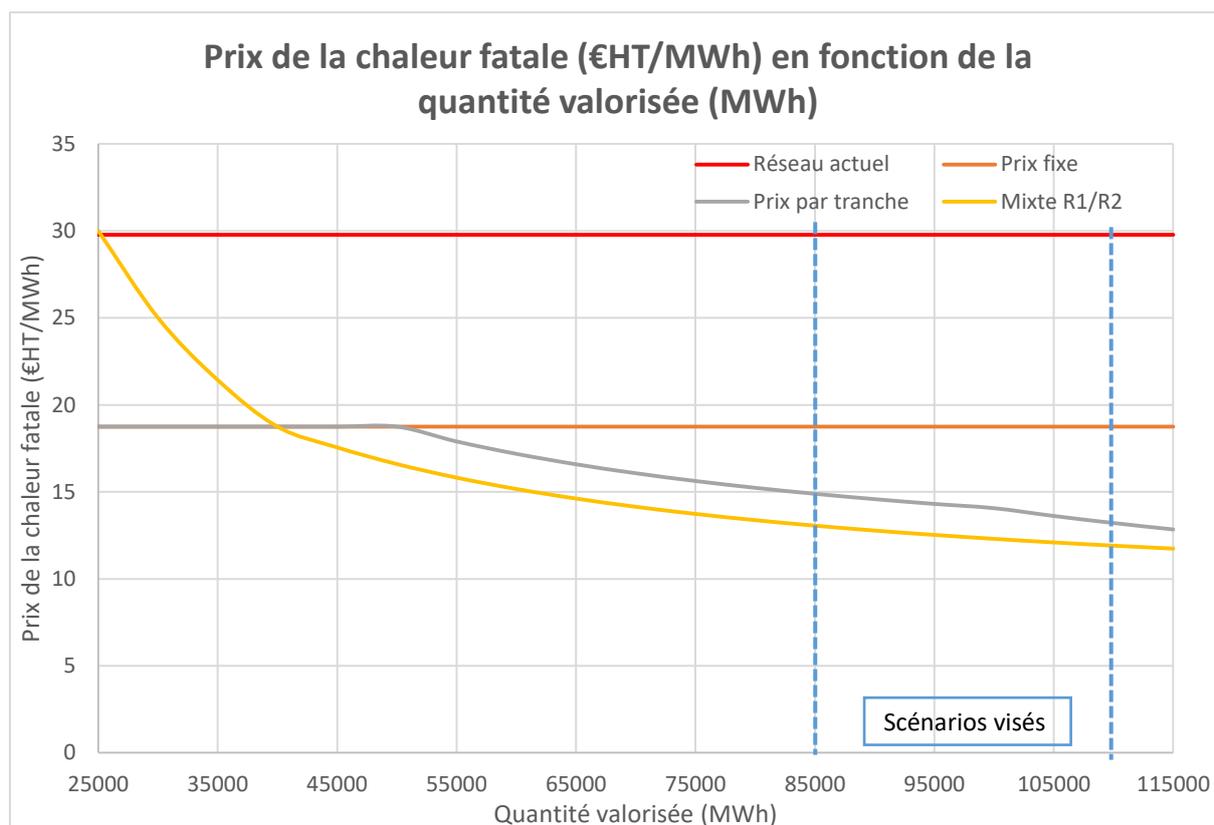


Figure 133. Prix moyen de la chaleur fatale en fonction du mécanisme de rétribution mis en œuvre et de la quantité de chaleur valorisée.

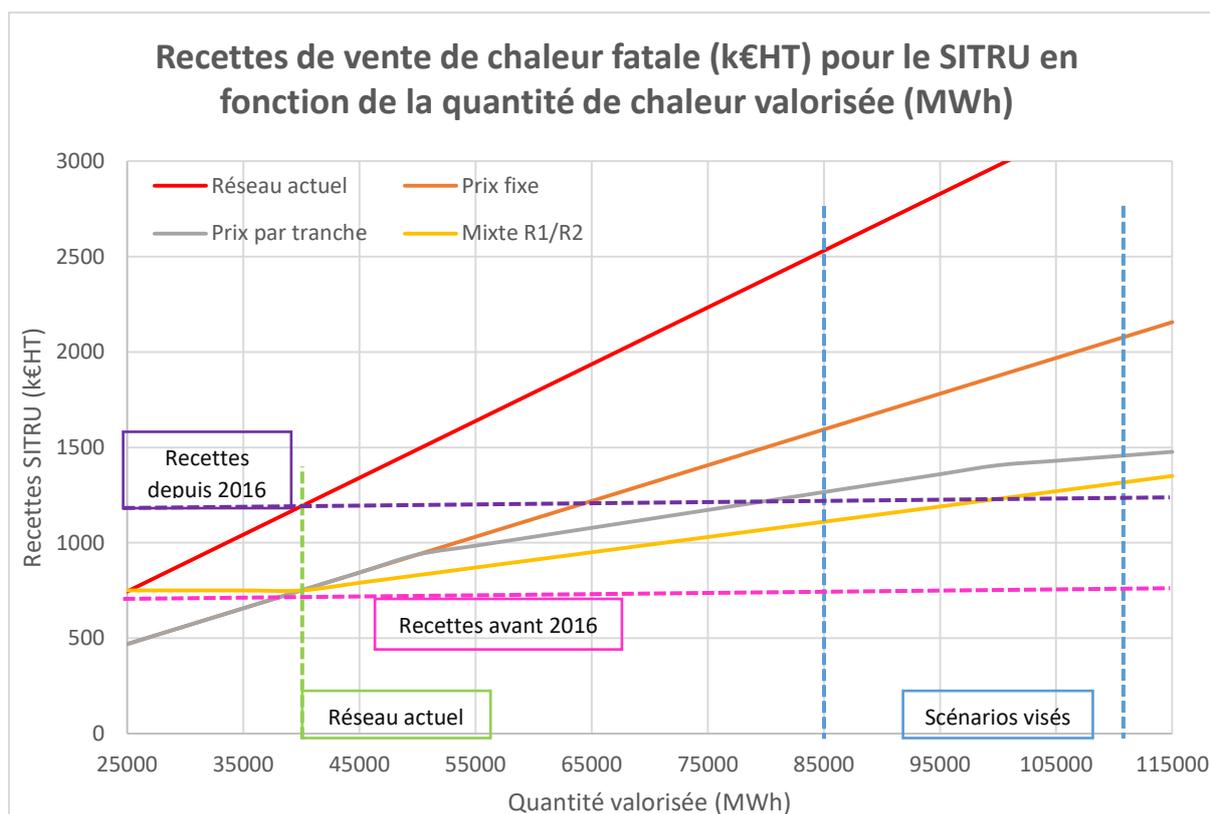


Figure 134. Recettes de vente de chaleur fatale par le SITRU en fonction du mécanisme de rétribution mis en œuvre et de la quantité valorisée.

La solution avec un prix de la chaleur binomial est la seule à garantir des recettes de 750 k€ même en dessous de 40 GWh, puisqu'elle garantit une recette fixe quel que soit la quantité de chaleur vendue. Il s'agit de la solution prise en compte pour les simulations. Les trois solutions permettent ensuite d'avoir, pour tous les scénarios, des recettes équivalentes ou supérieures à celles depuis 2016.

Les charges P1 sont alors les suivantes, après complet développement du réseau :

		Houilles	Houilles + Montesson	Houilles + Montesson + Chatou
Gaz	Charges annuelles (k€)	172	316	809
	% des charges P1	13%	21%	38%
	Taux de couverture	3%	5%	11%
Chaleur fatale	Charges annuelles (k€)	1 127	1 210	1 318
	% des charges P1	87%	79%	62%
	Taux de couverture	97%	95%	89%
Total	Charges annuelles (k€)	1 299	1 526	2 127

Figure 135. charges annuelles de combustible en fin de déploiement.

Le poids des charges P1 dédiées aux achats de combustible gaz par rapport aux charges globales est décorrélé de la part gaz du mix énergétique en raison de la grande différence de prix unitaire (58 €HT/MWh_{ut} pour le gaz contre entre 12 et 14 €HT/MWh_{ut} pour la chaleur fatale).

Le $r1$ étant défini de la manière suivante :

$$r1_{abonné} = a r1_{UIDND} + (1 - a) r1_{gaz}$$

Une solution inverse à celles proposées précédemment pourrait être de déterminer un $r1_{abonné}$ fixe pour les abonnés, et de faire varier le $r1_{UIDND}$ en fonction du taux d'énergie renouvelable (a) et du $r1_{gaz}$.

En fixant un prix unitaire $r1_{UIDND}$ minimum, de manière à garantir que le coût net de la chaleur soit couvert, cette solution aurait l'avantage de garantir un $r1_{abonné}$ fixe quel que soit le développement du réseau. La simulation suivante a été menée en considérant un $r1_{abonné}$ fixe autour de 19,5 €HT/MWh. Le prix de la chaleur en fonction du taux d'EnR&R repris est le prix moyen sur une durée de 20 ans :

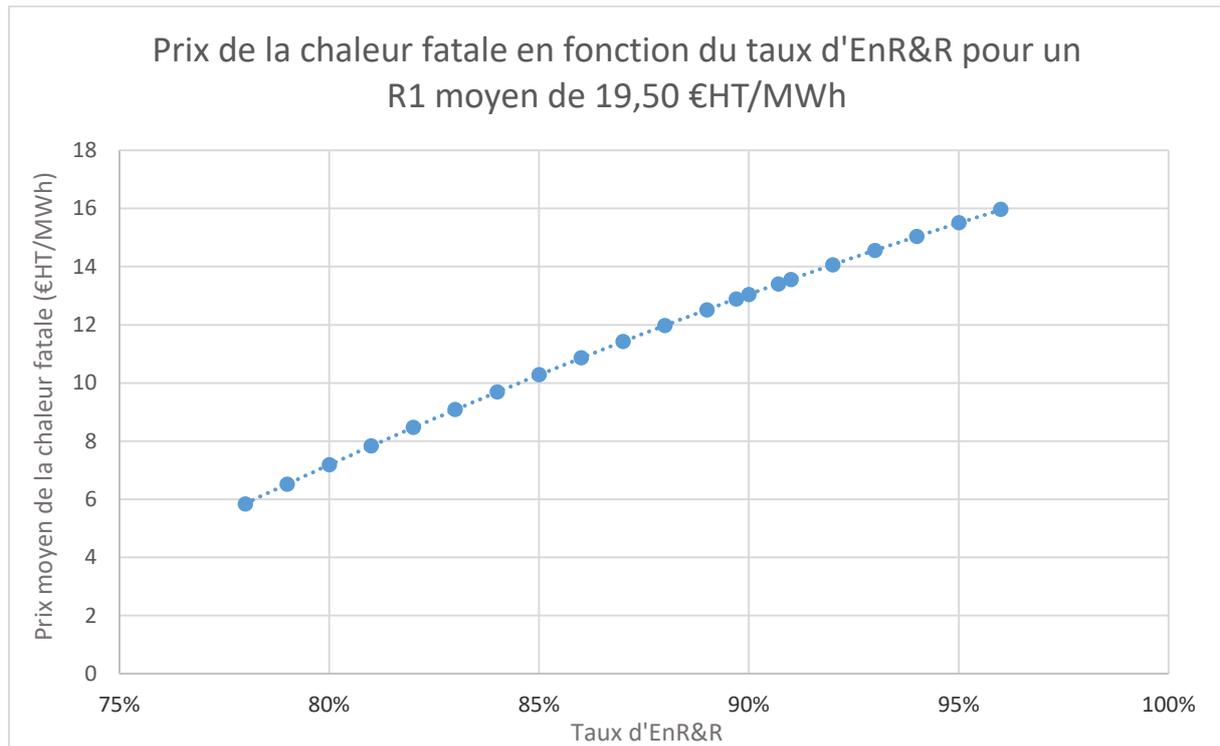


Figure 136. Evolution du prix de la chaleur fatale en fonction du taux d'EnR&R à R1 fixe.

D'une manière plus globale, il faut garder à l'esprit qu'une augmentation du prix moyen de la chaleur fatale de 1 €HT/MWh entraîne un surcoût pour l'utilisateur final de 1 € majoré de la marge de l'exploitant, du rendement du réseau et de la valeur ajoutée.

13.2.2. Charges d'exploitation et administratives P2

Pour les charges d'exploitation, les hypothèses prises en compte se basent sur le compte d'exploitation de la DSP actuelle ainsi que sur des retours d'expérience de réseaux similaires alimentés par incinérateurs.

On distingue alors :

- Les **consommations d'électricité** consommée par les **chaufferies d'appoint-secours** (auxiliaires de production) et les pompes pour la distribution réseau :
Il a été considéré une consommation proportionnelle aux livraisons de chaleur, et des charges considérant un prix d'achat de 60 €HT/MWh, inférieur au prix du marché en raison de la fourniture d'une partie des besoins par le GTA et d'une mutualisation de l'abonnement avec l'usine CRISTAL.
- Les **consommations d'eau de ville et de produit de traitement de l'eau**:
L'eau de ville est utilisée pour le remplissage des réseaux lors de fuites, lors de nouveaux raccordements, lors de vidange de tronçons, et les produits de traitement sont utilisés pour conserver les propriétés physico-chimiques de l'eau du réseau.
Il a donc été considéré une consommation proportionnelle à la longueur de réseau se basant sur la moyenne des charges actuelles (2014 et 2015).
- Les **charges de personnel et d'exploitation** :
Elles comprennent les salaires, les charges sociales et les frais de véhicule et d'équipement pour chaque employé.
Ce poste a été considéré proportionnel aux ventes de chaleur. Pour ce type de réseau avec peu d'interventions liées au moyen de production EnR&R, il a été considéré des charges de 1,8 €HT/MWh livré.

Hormis la première année, ces charges sont très légèrement inférieures à celles actuelles du délégataire, et devraient permettre un maintien des emplois actuels nécessaires au fonctionnement du réseau.
- Les **redevances** d'occupation du domaine public ont été calculées de la même manière qu'actuellement, c'est-à-dire en considérant 2% des recettes de chaleur.
Il n'y a pas de **redevance de contrôle** conformément au contrat actuel. Les charges de contrôle de la DSP sont couvertes par la redevance au SITRU, proportionnelle aux consommations de chaleur fatale.
La **contribution économique territoriale** est quant à elle égale à 3% de la valeur ajoutée.
- Les **frais de siège** revenant à la maison-mère du futur exploitant ont été considérés à hauteur de 6% des ventes de chaleur, conformément au contrat actuel et aux valeurs standards dans le domaine.
- Les **dépenses diverses** :
Ces charges prennent en compte l'entretien des espaces verts, des locaux, les petites fournitures pour l'administratif, les dépenses télécom, honoraires, assurances, la sous-traitance...

Ce poste a été considéré proportionnel à la puissance souscrite raccordée en considérant des charges globalisées d'environ 2,1 €/kW_{souscrit}.

Pour les différents scénarios, les charges P2 sont estimées entre 9,5 et 10 €/HT/MWh livré. Ces charges sont optimisées au vu du réseau et présentent peu de marge de manœuvre pour le délégataire.

13.2.3. Charges de gros entretien et renouvellement P3 (GER)

Le budget P3 est prévu pour la réalisation de **travaux de gros entretien et de renouvellement** en ce qui concerne :

- Le réseau de chaleur existant dans sa globalité (chaufferie, sous-station et réseau) ;
- Les réseaux à créer ;
- Les sous-stations à créer ;
- Les chaufferies d'appoint-secours complémentaires.

Le budget annuel varie fortement d'une année à l'autre du fait des cycles périodiques de remplacement de matériel et des casses ou fuites pouvant survenir. Les charges prises en compte considèrent donc uniquement une **provision annuelle** pour la constitution d'un compte P3 transparent servant à la réalisation des travaux correspondants.

Ce compte P3 est abondé annuellement de :

- 120 k€ pour le réseau existant ;
- 2 % de l'investissement à partir de la date de réalisation pour les sous-stations à créer et les chaufferies supplémentaires ;
- 0,4 % de l'investissement réseau en raison de faibles risques de pannes/casses.

Pour les différents scénarios, les charges P3 sont estimées entre 2,2 et 2,5 €/HT/MWh livré, permettant un renouvellement correct des installations.

13.2.4. Synthèse des charges

Au cours du développement du réseau, les charges évoluent de la manière suivante (les échelles ont été conservées identiques de manière à se rendre compte de l'impact des différents scénarios) :

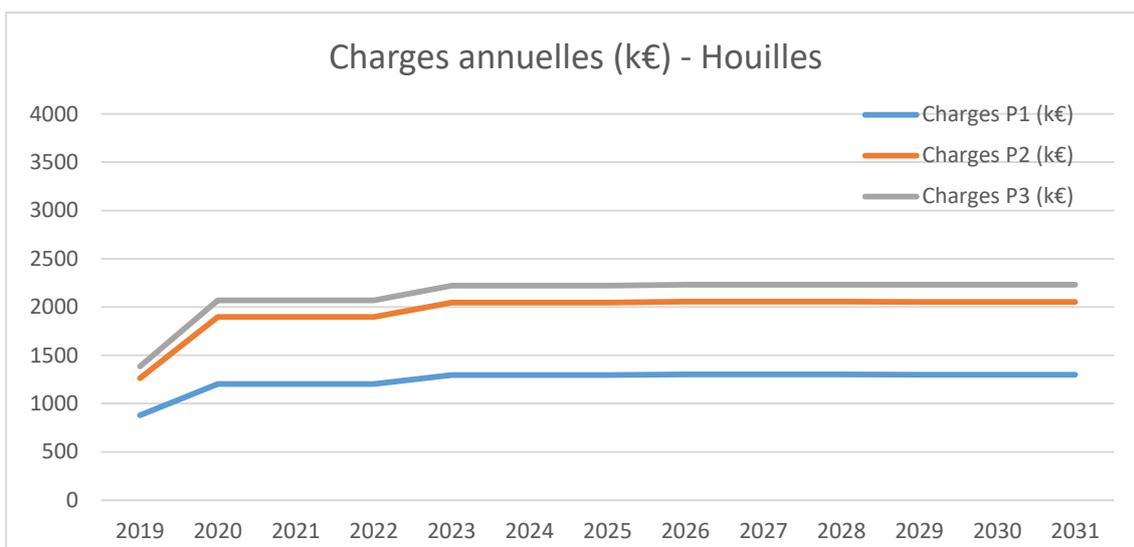


Figure 137. Evolution des charges annuelles - Scénario Houilles

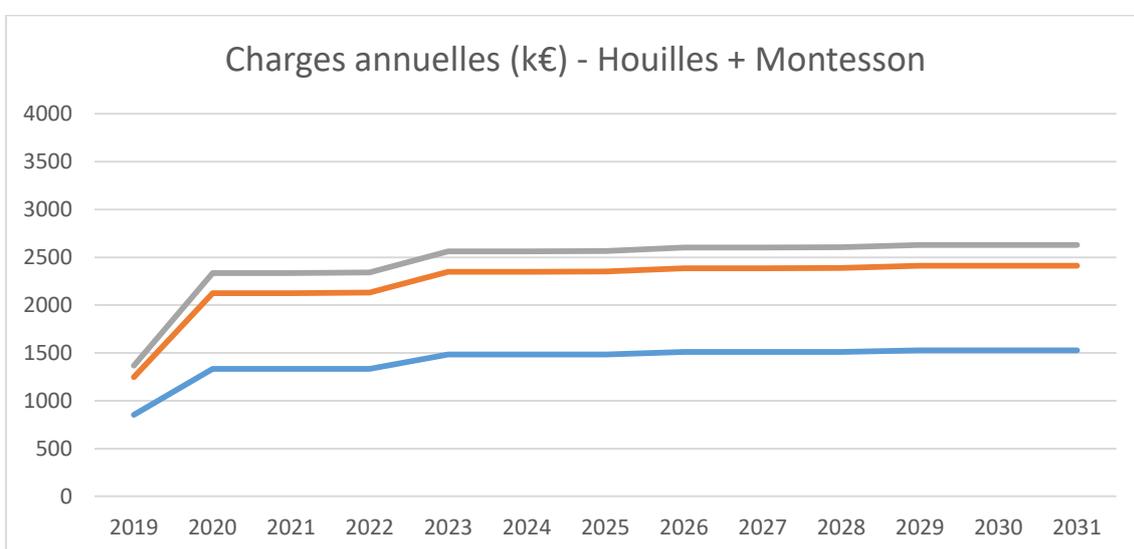


Figure 138. Evolution des charges annuelles - Scénario Houilles + Montesson

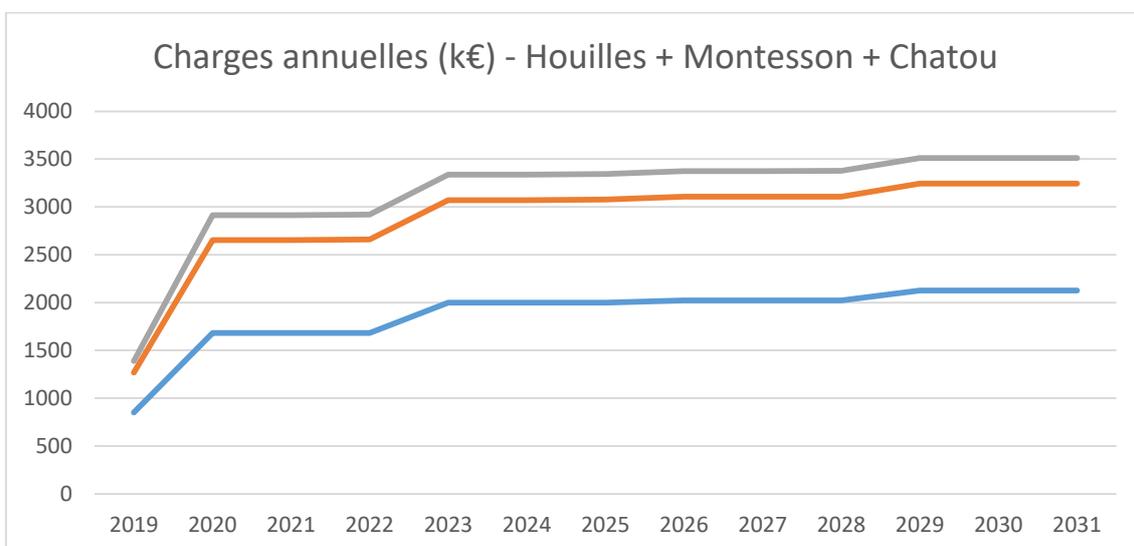


Figure 139. Evolution des charges annuelles - Scénario Houilles + Montesson + Chatou

En régime établi, et suivant le détail fourni précédemment, les charges annuelles sont alors :

		Houilles	Houilles + Montesson	Houilles + Montesson + Chatou
P1	Charges (k€)	1 299	1 526	2 127
	%	58%	58%	61%
P2	Charges (k€)	755	887	1 117
	%	34%	34%	32%
P3	Charges (k€)	176	216	269
	%	8%	8%	8%
Total (k€)		2 230	2 629	3 513

Figure 140. Répartition des charges par postes et par scénario

On constate dans chaque cas une part similaire des différentes charges par rapport au global. Seul le scénario le plus ambitieux présente une part des charges P1 légèrement supérieure aux deux autres scénarios, ceci s'expliquant par le plus fort besoin en gaz.

13.3. Analyse des résultats de l'analyse économique

ITHERM Conseil attire l'attention sur les comparaisons qui sont réalisées dans la suite de l'analyse avec l'étude 2015 des prix de la chaleur réalisée par l'AMORCE. La rigueur climatique de l'année 2015 a été plus douce que la rigueur climatique standard à laquelle a été réalisée l'analyse économique, entraînant moins de consommation et donc :

- des prix de la chaleur plus élevés en 2015 (plus faible base de répartition de la part R2) ;
- des factures énergétiques au logement plus faibles (moins de R1).

13.3.1. Prix de la chaleur envisageables

Cette analyse globale a permis de déterminer les plages tarifaires suivant les scénarios et la durée de DSP prise pour les simulations. Il ne s'agit que de plages tarifaires en raison des différents paramètres rentrant en jeu lors de l'établissement des prix de la chaleur dans le cadre d'une DSP (TRI projet, engagements respectifs des parties,...).

Prix final de la chaleur (€TTC/MWh)	20 ans	15 ans	12 ans
Houilles	54 – 58	58 – 62	62 – 66
Houilles + Montesson	62 – 66	66 – 70	70 – 74
Houilles + Montesson + Chatou	66 – 70	70 – 74	74 – 78

Figure 141. Résultats de l'analyse économique – Plages tarifaires des différents scénarios en fonction des durées de contrats.

Pour positionner ces tarifs vis-à-vis des autres réseaux de chaleur, il est possible de comparer ces prix de la chaleur TTC à la monotone 2015 des prix des réseaux de chaleur représentée ci-dessous :

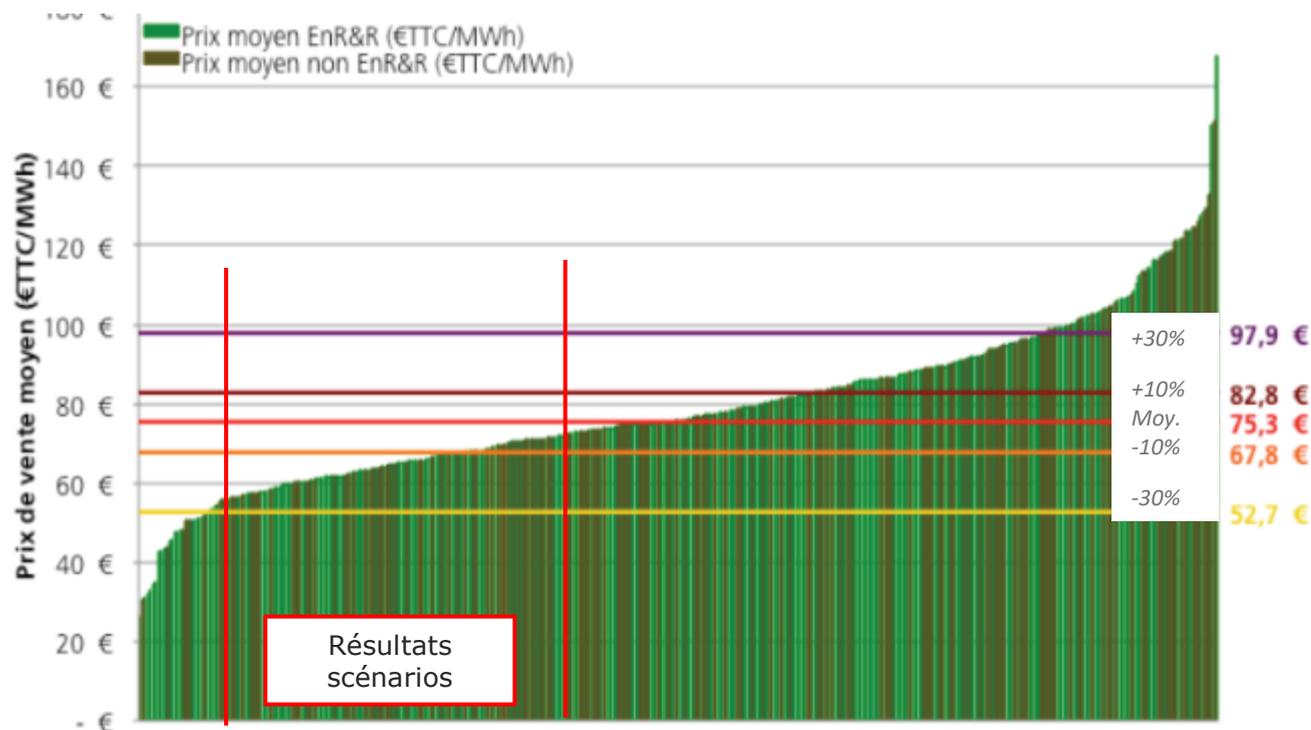


Figure 142. Positionnement des prix cibles (€TTC/MWh) par rapport aux autres réseaux de chaleur.

On constate qu'à partir du moment où une durée suffisante est donnée pour permettre d'amortir l'ensemble des investissements réalisés, les prix cibles sont inférieurs au moins de 10% à la moyenne des réseaux de chaleur. Cette durée pour les différents scénarios est la suivante :

- 12 ans pour le scénario Houilles,
- 15 ans pour le scénario Houilles + Montesson ;
- 20 ans pour le scénario Houilles + Montesson + Chatou.

Il s'agit des plages tarifaires reprises en nuance de vert dans le tableau ci-dessus et par la suite.

Enfin, pour positionner ces prix de la chaleur par rapport aux autres réseaux de chaleur à plus de 50% d'EnR&R, il faut se pencher sur le prix hors taxe (TVA de 5,5% sur les termes de facturations) :

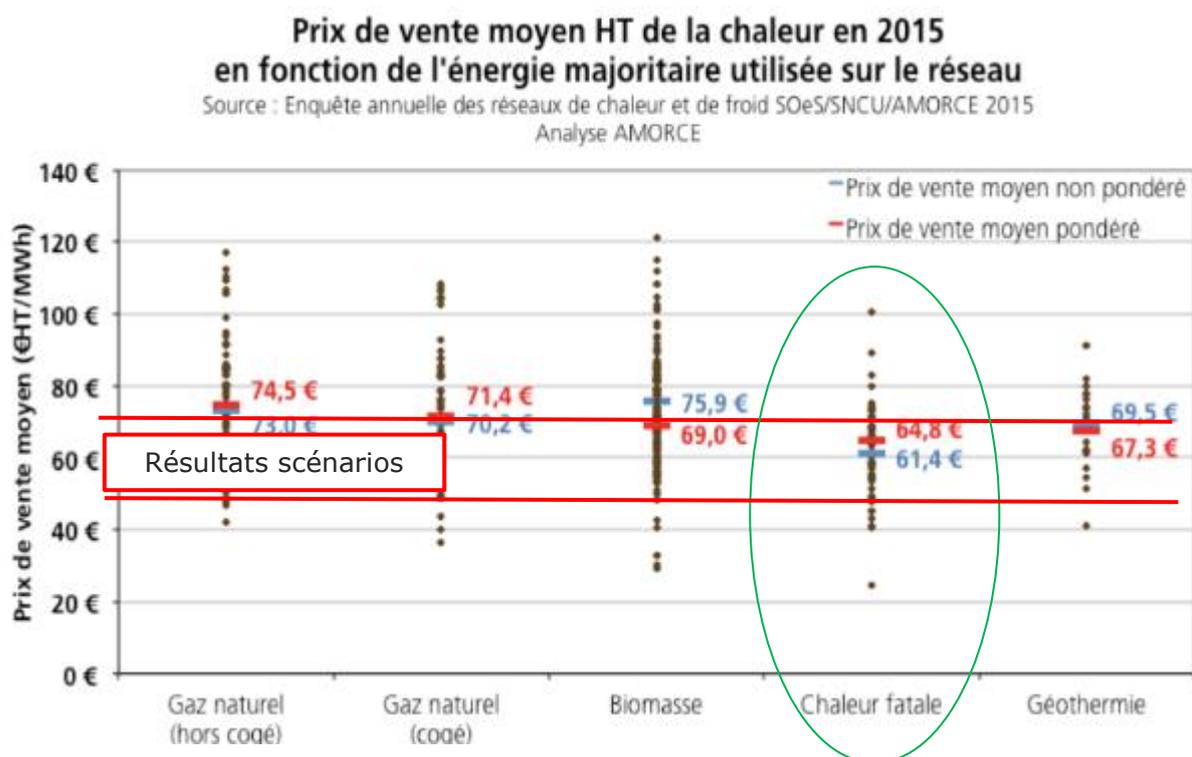


Figure 143. Positionnement des prix cibles (€/MWh) par rapport à d'autres réseaux de chaleur en fonction des moyens de production principal.

Cette comparaison permet, à partir du moment où la durée d'amortissement des investissements est suffisamment longue, de constater que le prix de la chaleur cible est inférieur ou dans la moyenne des réseaux de chaleur à base de chaleur fatale, malgré des investissements importants.

13.3.2. Facture énergétique pour un logement standard

Pour un logement du parc social moyen défini par l'AMORCE (65m² - 170 kWh/m²), la facture énergétique est alors la suivante en fonction des scénarios et des durées d'amortissement :

Facture énergétique moyenne (€TTC/logement)	20 ans	15 ans	12 ans
Houilles	596 - 641	641 - 685	685 - 730
Houilles + Montesson	641 - 685	685 - 730	730 - 775
Houilles + Montesson + Chatou	685 - 730	730 - 775	775 - 818

Figure 144. Résultats de l'analyse économique – Factures énergétiques des différents scénarios en fonction des durées de contrats

Soit en comparaison aux autres modes de production de la chaleur et réseaux de chaleur :

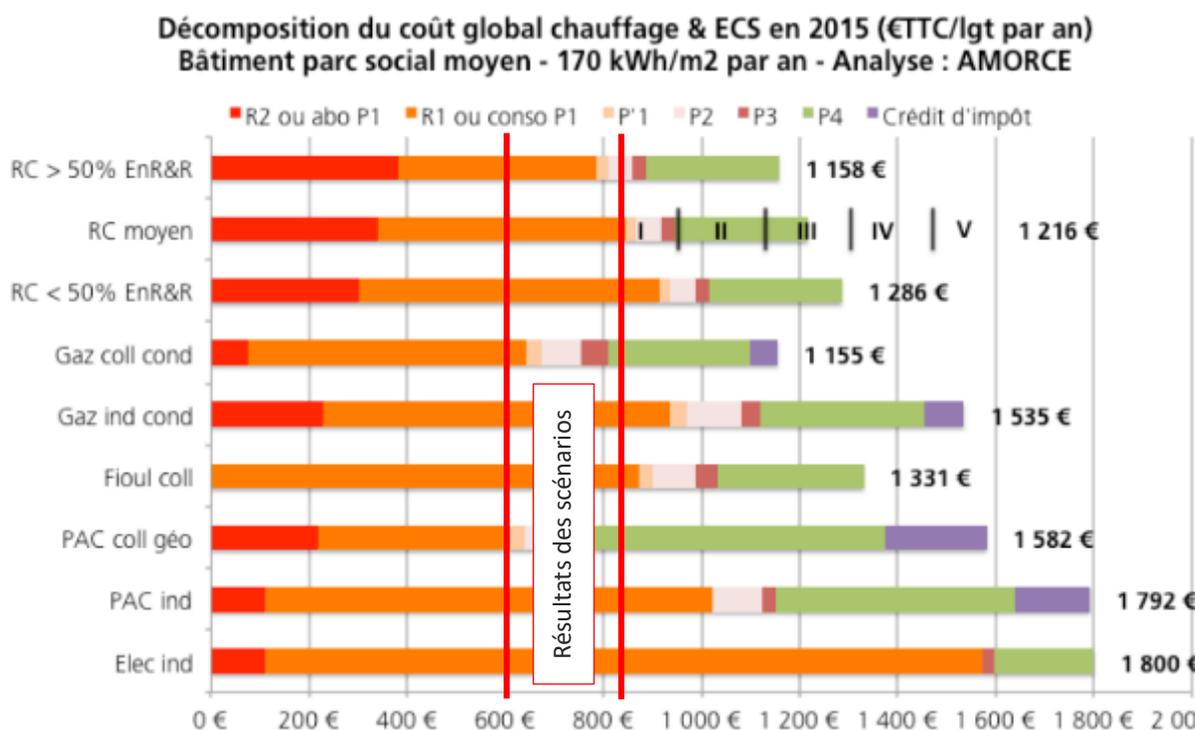


Figure 145. Positionnement des factures énergétiques des différents scénarios par rapport à d'autres moyens de production de la chaleur.

Cette analyse indique une nouvelle fois que le réseau de chaleur, lorsqu'une durée suffisante est donnée pour amortir les investissements, permet d'obtenir une facture énergétique :

- Compétitive par rapport à un logement raccordé à une chaufferie collective au gaz à condensation, même dans un contexte de prix du gaz faible ;
- Particulièrement compétitif :
 - Face aux autres réseaux de chaleur, quel que soit leur taux d'EnR&R ;
 - Face à toutes les autres solutions de production de chaleur.

13.3.3. Impact pour les abonnés existants du réseau

Etant donné la remise en concurrence du contrat, l'ensemble des abonnés bénéficieront de la nouvelle structure tarifaire qui sera mise en place. Par rapport à la situation de référence (voir 10.1.3 Situation économique de référence) définie pour une année standard, les diminutions du coût de la chaleur ou de la facture énergétique sont de :

Impacts abonnés existants	20 ans	15 ans	12 ans	
Houilles				-24 à -18 %
Houilles + Montesson				-18 à -12%
Houilles + Montesson + Chatou				-12 à -6%
				-6 à 0%
				0 à +6%

Figure 146. Impacts du développement du réseau de chaleur pour les abonnés actuels du réseau.

Hormis dans le scénario le plus ambitieux et sur la plus courte durée, tous les scénarios permettent une diminution du prix de la chaleur. Les mêmes diminutions sont constatées pour la facture énergétique au logement.

13.3.4. Intérêt pour les nouveaux raccordés

Pour les nouveaux raccordements, il est nécessaire de discerner deux types de prospects.

Pour les **prospects existants**, le raccordement au réseau de chaleur proposant un prix de la chaleur compétitif permet :

- D'éviter les coûts de rénovation de l'installation de production de chaleur existante avec des droits de raccordement au réseau de chaleur nuls ;
- De bénéficier d'une TVA à 5,5% sur les consommations (R1) et l'abonnement (R2), contrairement aux contrats gaz pour lesquels la part consommations, représentant une forte partie de la facture, est soumise à une TVA à 20% ;
- De se mettre à l'abri des fortes fluctuations du prix des énergies fossiles, la part fonction du prix du gaz représentant entre 3 et 4% du prix de la chaleur (maximum 10% du R1 représentant lui-même entre 30 et 35% du prix) ;
- D'avoir une meilleure visibilité sur le montant de la facture énergétique : la part abonnement R2 représente entre 65 et 70 % de la facture, la part variant en fonction des consommations (R1), et donc soumise aux aléas climatiques, est faible.

Pour les **prospects neufs**, le raccordement au réseau de chaleur permet les mêmes avantages que précédemment, auxquels il est possible d'ajouter un bonus par rapport aux réglementations thermiques.

Ce bonus se traduit par une augmentation du coefficient d'énergie primaire à respecter de 30% quel que soit le scénario, car le réseau présente en fin de développement un contenu CO₂ de moins de 0,050 kgCO₂/kWh_{livré}). Cette bonification permet alors de diminuer les coûts de construction (moindre isolation) tout en optimisant l'espace (gain de place par rapport à une chaufferie classique, gain sur l'isolation,...) et en améliorant le rendu visuel du programme (pas de cheminée).

De plus, le raccordement à un réseau de chaleur alimenté à 90% ou plus par une énergie renouvelable avec un tarif compétitif par rapport à une solution gaz peut devenir un argument commercial pour le promoteur.

13.3.5. Choix d'un scénario préférentiel

L'analyse technico-économique menée et détaillée précédemment a été présentée le 13 Avril 2017 au comité de pilotage de l'étude. Au vu des conclusions présentées ci-dessus, le comité de pilotage a retenu le **scénario le plus ambitieux avec développement sur le territoire des villes de Houilles, Chatou et Montesson**. Ce scénario permet en effet :

- Une valorisation maximisée de la chaleur fatale de l'usine d'incinération permettant d'atteindre l'objectif de valorisation énergétique ;
- Un prix de la chaleur attractif si la durée d'amortissement est suffisante (plus de 15 ans), mais raisonnable pour ce type de contrat ;
- Une étendue importante du service public de distribution de chaleur et l'intérêt d'une chaleur à moindre coût pour un maximum de nouveaux abonnés.

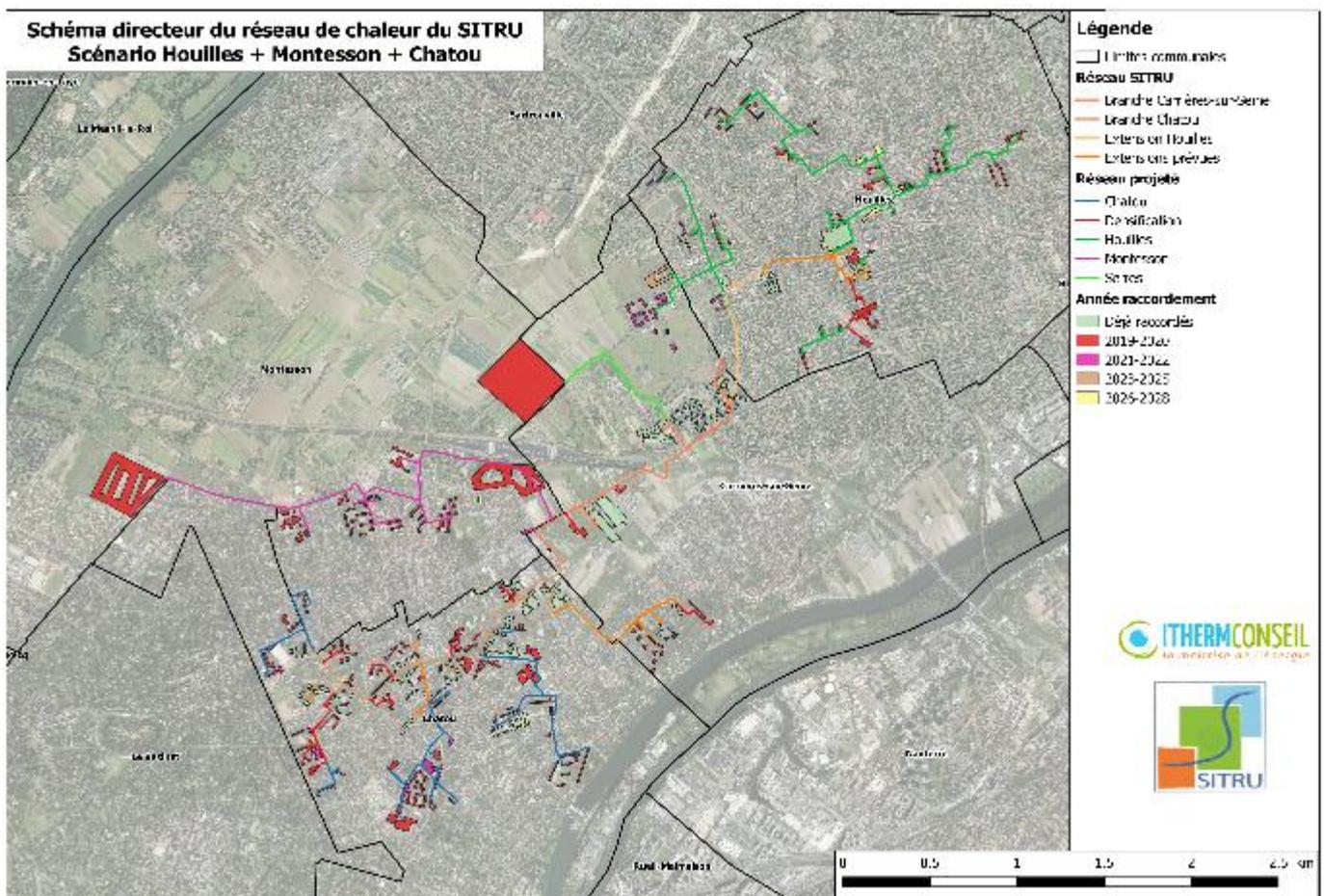


Figure 147. Carte du scénario retenu par le comité de pilotage de l'étude

13.4. Sensibilités du scénario retenu

Le scénario retenu par le comité de pilotage de l'étude a ensuite fait l'objet d'une analyse de sensibilité du prix de la chaleur à différents paramètres pour déterminer les plus impactants.

Avant cette analyse, quelques modifications ont été apportées au recensement :

- Alimentation des serres par le Lycée des Pierres Vives, en raison :
 - du positionnement revu plus à l'Est de la zone de serres ;
 - des travaux déjà engagés par le CD sur la Voie Nouvelle en traversée de la plaine de Montesson.

Ce changement permet par ailleurs de valoriser les retours basse température d'une branche (Houilles) plus importante que dans la configuration précédente (branche Montesson) ;

- Alimentation de l'Espace Lumière : seulement 1/10^{ème} de l'estimation des besoins de chaleur prise précédemment a été appliquée. En effet, cet ensemble est actuellement alimenté à l'électricité et seule la ville de Chatou, future propriétaire d'un bâtiment sur les 10, souhaite alimenter ses futurs besoins via le réseau de chaleur.

Le scénario de base qui servira à l'analyse en sensibilité est donc le suivant :

	2016	2018	2020	2023	2026	2029
Consommation (MWh_{ut})	36 364	41 372	95 318	105 761	106 871	110 365
Production (MWh_{ut})	40 405	45 969	105 909	117 512	118 746	122 628
<i>Dont UIDND (MWh_{ut})</i>	39 597	45 050	98 952	106 618	107 557	110 008
<i>Dont Gaz (MWh_{ut})</i>	0	0	6 957	10 894	11 189	12 620
<i>Dont Fioul (MWh_{ut})</i>	808	919	0	0	0	0
Energies Primaires						
<i>UIDND (MWh ut)</i>	39 597	45 050	98 952	106 618	107 557	110 008
<i>Gaz (MWh PCS)</i>	0	0	8 886	13 913	14 290	16 117
<i>Fioul (MWh PCI)</i>	898	1 022	0	0	0	0
Statut UVE sans changement de GTA			Oui			
Taux EnR&R	98%	98%	93%	91%	90%	90%
Tonne de CO₂ (T)	268	468	2 308	3 614	3 712	4 187
Contenu CO₂ (kg/kWh_{livré})	0,007	0,01	0,022	0,031	0,031	0,034
Tonnes de CO₂ évité (T)	8 255	9 267	20 207	21 469	21 695	22 073

Figure 148. Mise à jour des résultats de l'analyse énergétique et environnementale - Scénario retenu

Les investissements sont alors de 29 429 k€ et les subventions prévisionnelles (pour un taux de subventions de 20% hors VNC) de 4 767 k€. Les hypothèses concernant les charges d'exploitation n'ont pas été modifiées.

La durée prise pour le contrat est de 20 ans, qui permet d'amortir l'ensemble des investissements tout en conservant un prix de la chaleur compétitif.

Nous avons dans un premier temps déterminé le prix de la chaleur qu'il serait possible de pratiquer pour ces serres (raccordement progressif de 2020 à 2029). En effet, les besoins particuliers en température (constante toute l'année) et en puissance (continue, pas de surpuissance nécessaire) de ce type d'abonné, permettent d'avoir un prix de la chaleur plus faible en conservant les mêmes tarifs unitaires R1/R2.

Avec la configuration actuelle de l'usine, en visant un TRI de 8% après impôts et en conservant le même prix cible pour les autres abonnés, on arrive à l'analyse suivante (en fin de déploiement) pour le réseau global :

	Sans serres	Avec serres 5 ha	Avec serres 10 ha
Besoins (MWh _{ut})	110 365	130 365	150 365
Production (MWh _{ut})	122 628	145 473	167 696
<i>Dont UIDND</i>	<i>110 008</i>	<i>118 960</i>	<i>124 406</i>
Taux d'EnR&R	90 %	82 %	74 %
Assiette à financer supplémentaire (M€)		+ 1,4	+ 1,9
Prix de vente aux serres (€TTC/MWh_{ut})		< 50	53-54

Figure 150. Résultats de l'analyse en sensibilité au raccordement des serres

Le raccordement des serres, bien que permettant de valoriser plus de chaleur fatale (+14 GWh pour 40 GWh de serres) fait chuter le taux d'EnR&R. En effet, les besoins sont essentiellement concentrés sur la période hivernale (uniquement chauffage), et l'analyse énergétique du scénario a montré qu'à partir de 5°C de température extérieure, la puissance disponible en sortie d'incinérateur plafonne et est appointée par énergie fossile. Le raccordement des serres permet donc uniquement de valoriser plus de chaleur fatale entre 5 et 18 °C de températures extérieures, quand les besoins sont les plus faibles.

Néanmoins, les prix de la chaleur spécifiques aux serres qu'il est possible d'atteindre sont très intéressants et permettront aux exploitants agricoles d'envisager un raccordement. Attention néanmoins, ce constat est vrai pour moins de 10 ha. Ensuite, plus la surface de serres raccordée augmentera, plus le taux d'EnR&R chutera et plus le prix du gaz (58 €HT/MWh_{utile}) prendra de poids dans le prix de la chaleur finale.

La mise en place de ces serres est encore hypothétique et fortement soumise à des questions de propriétés foncières qui ne permettent pas de disposer d'un horizon certain. Les surinvestissements à réaliser pour prévoir un possible raccordement de ces serres (canalisation de DN supérieur sur le tronçon commun Chaufferie – Lycée des Pierres Vives) sont estimés à 185 k€ pour 5 ha de serres et 393 k€ pour 10 ha.

Si ces investissements sont réalisés et que les serres ne sortent finalement pas de terre, cela représente un surcoût pour les abonnés de 0,01 à 0,02 €TTC/MWh, soit un risque quasi-nul. Il est donc conseillé de **prévoir un diamètre suffisant sur ce tronçon** pour envisager le possible raccordement de serres.

13.4.2. Sensibilité au raccordement de Sartrouville Ouest

Comme détaillé précédemment (voir 10.2.4 Développements envisageables), la zone Sartrouville Ouest présente un potentiel important situé à proximité immédiate de la ville de Houilles et d'une zone desservie par le réseau de chaleur. La carte ci-dessous représente un tracé projeté permettant d'alimenter les différents prospects recensés sur cette zone.

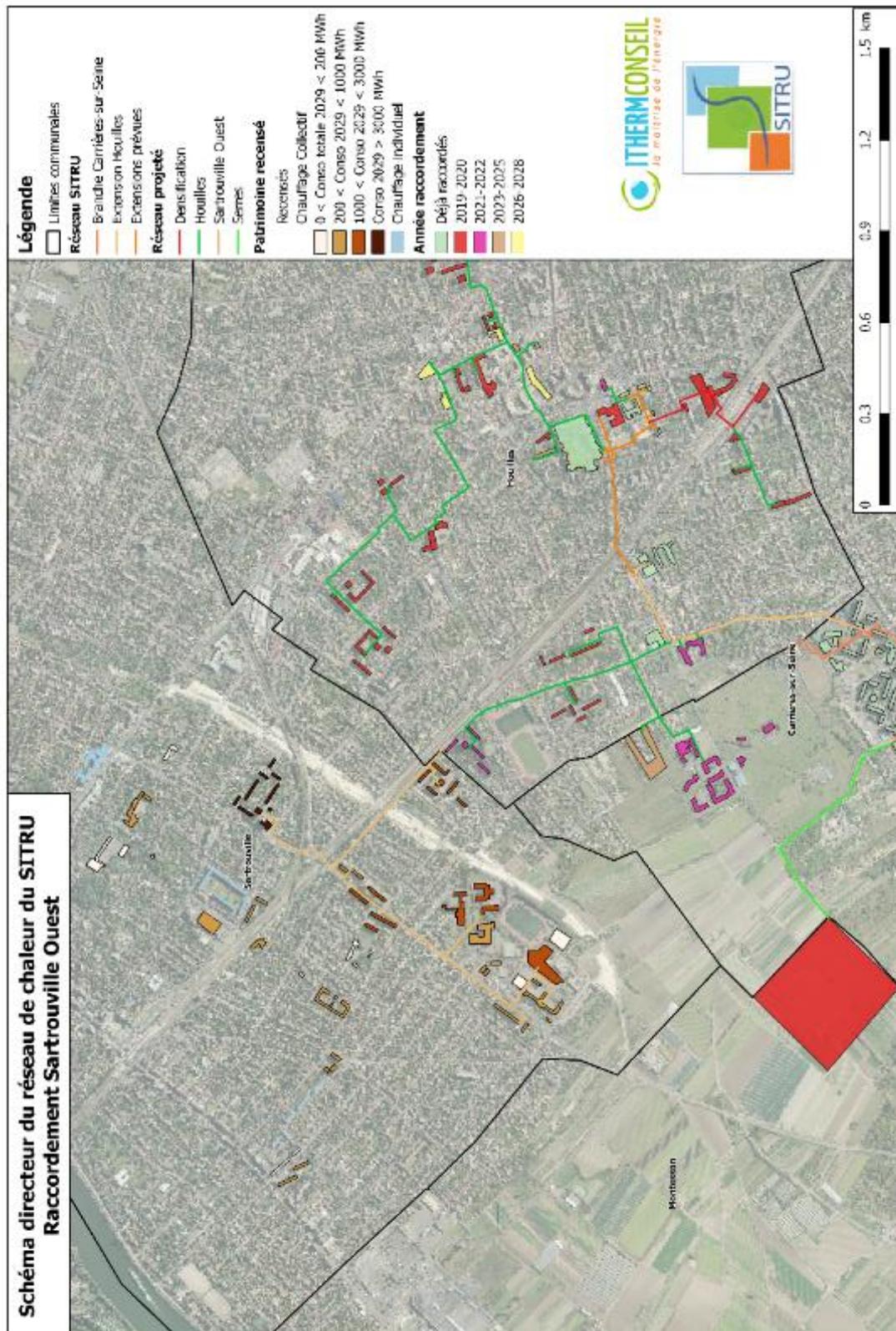


Figure 151. Prospects recensés et réseau projeté sur la zone Sartrouville Ouest

Ces prospects sont les suivants :

Id	Nom Immeuble	Maitre d'Ouvrage	Chauffage (MWh)	ECS (MWh)	Totale (MWh)	Année raccordement
108	ICF Sartrouville Tobrouk	ICF La Sablière	1436	0	1436	2019
127	Groupe scolaire Jean Jaurès	Sartrouville	347	0	347	2019
306	Collège Darius Milhaud	CD78	686	89	776	2019
309	Collège Colette	CD78	885	115	1000	2019
398	Résidence de la Plaine	Copropriété	1861	405	2266	2019
514	Lycée Evariste Galois	Région	1231	0	1231	2019
600	Centre aquatique de Sartrouville	OPALIA	960	353	1313	2019
601	Résidence Aboukir	Copropriété	608	132	740	2019
602	Résidence Galilée	Copropriété	2780	605	3385	2019
603	0	Copropriété	366	80	445	2019
TOTAL			11 160	1 779	12 939	

Figure 152. Liste des prospects recensés sur la zone Sartrouville Ouest

L'alimentation de cette zone nécessite la mise en place de 2 320 m de réseau supplémentaire, ainsi que la création de 10 sous-stations, soit en considérant un taux de subventions de 20%, une assiette à financer supplémentaire de 2,3 M€.

En considérant seulement 80% de raccordement (voir taux de raccordement) :

	Actuel	Avec Sartrouville Ouest
Besoins (MWh _{ut})	110 365	121 182
Production (MWh _{ut})	122 628	134 646
<i>Dont UIDND (MWh_{ut})</i>	<i>110 008</i>	<i>115 825</i>
Taux d'EnR&R	90 %	86 %
Prix de la chaleur (€TTC/MWh)	62-66	+ 1,6

Figure 153. Résultat de l'analyse en sensibilité au raccordement de Sartrouville Ouest

L'alimentation de cette zone permet d'assoir encore plus le statut d'UVE en valorisant près de 6 GWh d'énergie fatale supplémentaire, mais fait augmenter le prix de la chaleur en raison de la chute du taux d'EnR&R. Cette chute pourra être compensée par des optimisations de température retour autour de la piscine.

Cette solution permettrait de trouver une source d'alimentation EnR&R pour une zone présentant des besoins insuffisants pour la mise en place d'un réseau de chaleur indépendant viable. De plus, la mutualisation entre différentes villes/différents réseaux pour ce genre de situation est une démarche fortement encouragée par l'ADEME.

13.4.3. Sensibilité au taux de raccordement

Les premières analyses menées prenaient en compte un taux de raccordement des nouveaux abonnés de 80%. Ce taux de raccordement a été déterminé arbitrairement en fonction des caractéristiques des principaux prospects recensés, majoritairement des copropriétés. La sensibilité au taux de raccordement est la suivante (avec la configuration actuelle de l'usine et un TRI cible de 8% après impôts) :

Taux de raccordement des nouveaux prospects	70 %	80 %	90 %	100 %
Besoins (MWh _{ut})	102 001	110 365	118 576	127 501
Production (MWh _{ut})	113 334	122 628	131 751	141 668
<i>Dont UIDND</i>	<i>104 482</i>	<i>110 008</i>	<i>114 762</i>	<i>119 295</i>
Taux d'EnR&R	92 %	90 %	87 %	84 %
Statut UVE sans changement du GTA	Pas avant 2023	Limite 2020	2020	2020
Assiette à financer (M€)	-1,1	24,7	+ 1,1	+ 2,2
Prix de la chaleur (€TTC/MWh)	+ 0,2	62 – 66	+ 0,2	+ 0,7

Figure 154. Résultat de l'analyse en sensibilité au taux de raccordement

Le raccordement de plus de prospects permet :

- De mieux répartir les coûts fixes d'entretien des moyens de production, les investissements des tronçons structurants,...
- De valoriser plus de chaleur fatale, en améliorant le taux de charge des installations de valorisation de chaleur fatale, permettant ainsi d'assoir encore plus vite le statut d'UVE.

En contrepartie, ces raccordements supplémentaires nécessitent un appoint par énergie fossile plus important lorsque les moyens de production EnR&R sont utilisés à leur pleine puissance, faisant ainsi augmenter les charges d'achat de combustible.

On obtient donc un optimum entre la répartition des charges fixes et l'augmentation des charges de combustibles, qui se situe pour environ 80% de raccordements. Néanmoins, au vu de l'impact sur le prix final de la chaleur relativement faible, ce paramètre est relativement peu sensible. Il sera possible d'inclure une clause de commercialisation minimale assez faible avant le lancement des travaux. Cette clause pourrait s'appliquer par branche.

13.4.4. Sensibilité au taux de subventions

Pour ce type de projet, l'ADEME attribue les subventions provenant du Fonds Chaleur en fonction d'une analyse économique globale du projet en visant un prix cible de la chaleur inférieur de 5% à une solution de référence aux énergies fossiles. L'analyse en sensibilité du projet au taux de subvention est la suivante :

Taux de subvention (hors VNC)	20%	15%	10%	5%
Montant des subventions (M€)	4,8	3,6	2,4	1,2
Prix de la chaleur (€TTC/MWh)	62-66	+1,6	+ 3,2	+ 4,7

Figure 155. Résultat de l'analyse en sensibilité au taux de subventions

On constate une sensibilité importante du prix de la chaleur au taux de subventions. Néanmoins, La plage tarifaire visée par ce scénario (62-66 €TTC/MWh) se situe proche de la cible de prix de l'ADEME pour l'analyse, le taux de subvention devrait donc se situer entre 15 et 20%. Le risque est donc faible.

13.4.5. Sensibilité au prix de la chaleur fatale

Le prix de la chaleur vendue aux abonnés du réseau dépend en grande partie du prix de la chaleur fatale demandée par le SITRU au délégataire. En effet, la chaleur fatale représente au minimum 90% de la fourniture d'énergie.

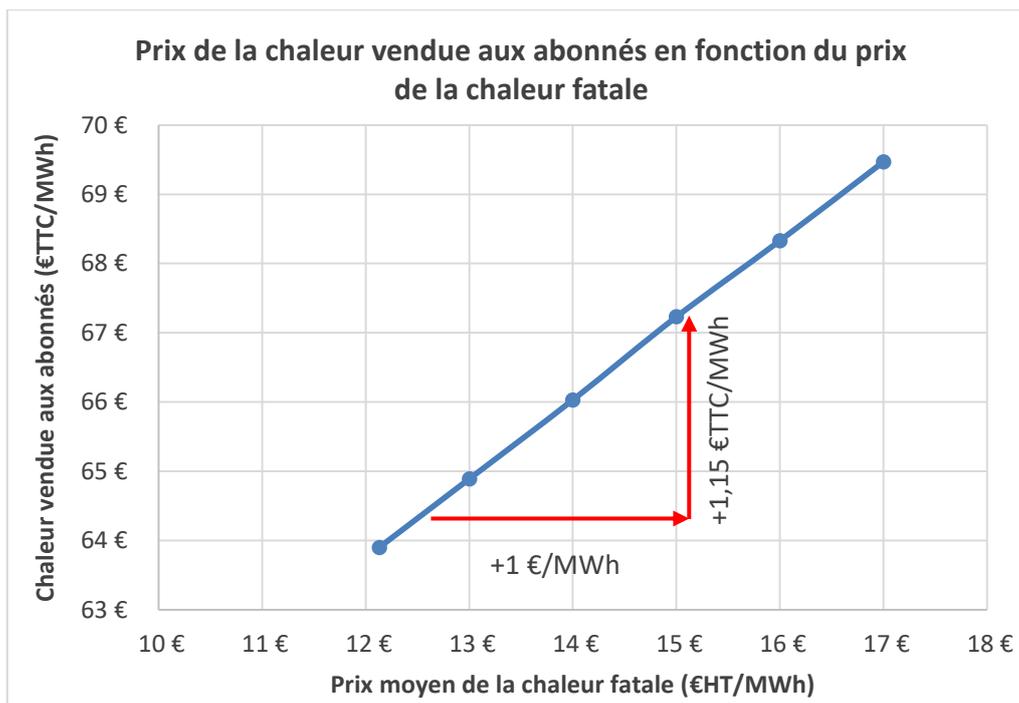


Figure 156. Résultat de l'analyse en sensibilité au prix de la chaleur fatale

La chaleur fatale est revendue par l'exploitant à l'abonné final en prenant en compte le rendement réseau (environ 10% de pertes) et la TVA à 5,5% sur le R1, donc chaque augmentation de 1 €HT/MWh du prix de la chaleur fatale représente une augmentation de 1,15 €TTC/MWh pour l'abonné final.

13.4.6. Sensibilité au TRI projet

Les simulations actuelles ont été réalisées dans un contexte de DSP, avec un TRI projet de 8% après impôts. Ce TRI projet permet une prise de risque assez conséquente par le délégataire. Il est possible que les négociations qui seront réalisées dans le cadre de l'attribution du contrat permettent de diminuer ce TRI projet. L'impact sur le prix de la chaleur est alors le suivant :

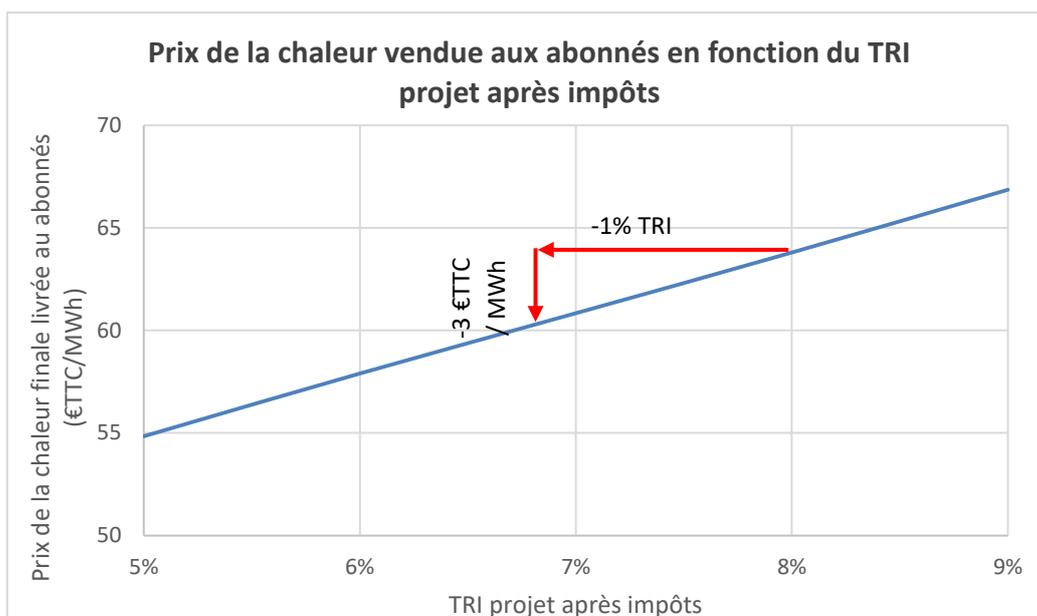


Figure 157. Résultat de l'analyse en sensibilité au TRI projet

13.4.7. Sensibilité à la configuration de l'usine

L'analyse économique menée dépend fortement des moyens de production EnR&R, c'est-à-dire ici de la puissance disponible en sortie d'incinérateur. Pour les premières analyses menées, cette puissance disponible a été prise à 24,2 MW, suivant la configuration actuelle de l'usine. Néanmoins, plusieurs paramètres pourraient venir diminuer la puissance disponible, impactant ainsi la fourniture de chaleur fatale au réseau. Les différentes situations testées sont :

- Deux fours (comme actuellement), mise en place d'un nouveau GTA à contrepression d'une puissance de 9,3 MW_e (scénario 1 de l'étude de performance énergétique) : la puissance maximale disponible est alors de 19,1 MW_{th} au maximum du soutirage, avec une disponibilité similaire (98%) ;
- Disparition complète du four 2 : il est estimé que la puissance disponible pour le réseau de chaleur n'est plus que de 12,9 MW_{th}, assurée uniquement par le four 1. La disponibilité est alors plus faible (93%), tous les arrêts du four impactant la production, alors que seul un arrêt sur deux impacte la production dans la situation actuelle (une seule maintenance commune aux deux fours).

Ces possibles évolutions ont été prises en compte à partir de 2023, après échéance contractuelle de l'affermage entre SUEZ RV Energie et le SITRU pour l'exploitation de l'usine CRISTAL, et les impacts lissés sur la durée de la DSP. Cette hypothèse est pessimiste en l'état actuel de la réflexion sur l'avenir du four.

La diminution de puissance entrainera des appoints plus importants par énergie fossile et donc des charges d'énergie plus importantes pour l'exploitant. Le coût unitaire du gaz a aussi été adapté à la baisse en fonction du taux d'EnR&R, en raison de la répartition de l'abonnement sur une plus forte consommation.

L'augmentation des charges pour le délégataire peut alors soit être :

- Absorbée par une diminution du prix de la chaleur fatale fournie par le SITRU (diminution du P1 chaleur fatale) ;
- Répercutée sur les abonnés (augmentation du tarif de vente).

Ces deux hypothèses ont été testées. La sensibilité est alors la suivante :

Configuration usine	Actuelle	Changement du GTA	Disparition four 2
Puissance disponible (MW _{th})	24,2	19,1	12,9
Disponibilité	98 %	98 %	93 %
Taux d'EnR&R	90 %	80 %	59 %
Prix du gaz (€HT/MWh _{PCS})	47	43	39
Impact prix de la chaleur abonnés (€TTC/MWh _{ut})	62 - 66	+ 3,6	+ 11
Diminution prix de la chaleur fatale en compensation		-11%	-75 %

Figure 158. Résultats de l'analyse en sensibilité aux modifications des moyens de production EnR&R

La deuxième situation, qui correspond à l'arrêt du four 2, n'est pas acceptable car elle :

- Entraîne une forte augmentation du prix de la chaleur pour les abonnés ou nécessite une très forte baisse du P1 chaleur fatale ;
- Présente un taux d'EnR&R proche de 50% qui présente un risque en cas de défaillance du four restant.

Plusieurs alternatives ont donc été testées pour atteindre un taux d'EnR&R de 70%. La puissance nécessaire est alors de 16,7 MW_{th} :

- Optimisation sur le cycle vapeur et la récupération de chaleur fatale dans l'Usine Cristal (bypass du GTA en cas d'appel de puissance par exemple) permettant d'arriver à cette puissance. Cette situation peut aussi correspondre à une diminution de la capacité du four 2. Les investissements ont été considérés comme négligeables ;
- Mise en place d'une chaufferie biomasse de 4 MW. L'investissement supplémentaire est d'environ 3 M€, qui peut être subventionné (estimation à 20%), soit une assiette à financer de 2,4 M€. Cet investissement complémentaire est amorti entre 2023 et la fin du contrat. Le coût du combustible bois est estimé à 28 €HT/MWh_{PCI} ;
- Alimentation en biométhane de la différence des besoins, soit environ 14 GWh/an. Ce biométhane peut soit être :
 - acheté via des garanties d'origine. Un prix de la garantie d'origine à 23 €HT/MWh_{PCS} peut alors être pris en compte (source fournisseur) ;
 - produit par le SITRU via la mise en place d'une collecte séparée des biodéchets et l'installation d'un méthaniseur. Dans ce cas-là, le biométhane qui sera consommé par l'exploitant du réseau de chaleur ne sera pas valorisé sur le réseau de gaz au prix de la garantie d'origine, entraînant un manque à gagner du même montant.

Configuration	Disparition four 2	Optimisation usine	Biomasse	Biométhane
Puissance EnR&R disponible (MW)	12,9	16,7	12,9 (UIDND) + 4 (Bois)	12,9 + P _{biométhane}
Taux d'EnR&R	59 %	70 %	70 %	70 %
Impact prix de la chaleur abonnés (€TTC/MWh _{ut})	+ 11	+ 7,2	+ 13,3	+ 13,9
Diminution prix de la chaleur fatale en compensation	-75 %	-36 %	-96 %	-105 %

Figure 159. Résultat de l'analyse en sensibilité aux solutions alternatives en cas de disparition du four 2

Les solutions biomasse et biométhane ne semblent pas viables financièrement en première approche, car elles conduisent soit à :

- une très forte augmentation du prix de la chaleur rendant le réseau de chaleur très peu compétitif, ou nécessite une diminution très importante du prix de vente de la chaleur fatale (P1 chaleur fatale) ;
- une diminution du prix de la chaleur fatale conduisant le SITRU à voir ses recettes de chaleur tendre vers 0. Le SITRU se retrouverait alors dans la situation de devoir « subventionner » l'achat de chaleur fatale.

Néanmoins, ces scénarios considèrent des situations extrêmes. Confronté à ce genre de situation (disparition du four 2 ou diminution forte des capacités d'incinération), une nouvelle étude devra être menée pour déterminer l'optimum technico-économique entre les différentes solutions, en fonction du contexte global (prix de Garanties d'Origine, mise en place d'une collecte biodéchet + méthaniseur,...). Celle-ci devra considérer des solutions mixtes intégrant par exemple une diminution du prix de la chaleur fatale, des optimisations sur l'usine et l'injection d'une faible quantité de biométhane, combinés avec une légère augmentation du prix de la chaleur pour les abonnés.

L'avenir de l'Usine CRISTAL représente le principal risque pour la poursuite de l'exploitation du réseau de chaleur. Le maintien de l'Usine CRISTAL en l'état jusqu'à la fin du futur contrat permettra d'envisager une évolution coordonnée de l'usine et du réseau de chaleur.

14. Evolution et intégration contractuelle, politique et juridique

14.1. Intégration contractuelle

La DSP actuelle, attribuée en 1986 à Ouest OM Energie, arrive à échéance fin 2018 et ne peut plus être renouvelée. De manière à déterminer le mode de gestion et de financement le plus approprié pour la poursuite de l'exploitation du réseau de chaleur, le SITRU a lancé en mai 2017 une étude des modes de gestion, confiée au cabinet d'avocats Cabanes Neveu & Associés et à Naldeo.

Les données d'entrée d'analyse du scénario retenu ont été transmises par ITherm Conseil pour la réalisation de cette étude.

14.2. Classement du réseau de chaleur

Le classement d'un réseau de chaleur est la procédure qui permet à une collectivité de rendre obligatoire le raccordement au réseau dans certaines zones, pour les nouvelles installations de bâtiments. Celui-ci permettra au futur gestionnaire d'avoir la garantie que, sur une période donnée, l'ensemble des programmes immobiliers neufs, à réhabiliter ou devant faire l'objet d'un changement de chaudière sur le territoire de classement sera raccordé au réseau de chaleur. Cette garantie permet de diminuer en partie le risque commercial.

Le classement d'un réseau de chaleur ne peut se faire que si trois conditions sont réunies :

- Le réseau de chaleur est alimenté à plus de 50 % par EnR&R, ce qui est actuellement le cas et le sera toujours suite au développement (objectif de 70% d'EnR&R pour les scénarios) ;
- La chaleur livrée est comptée en sous-stations, ce qui est actuellement le cas avec la facturation mensuelle du R1 au réel et devra le rester pour la poursuite de l'exploitation ;
- L'équilibre financier existe sur la durée du contrat : cette condition sera forcément vérifiée dans le cadre de l'attribution du contrat.

Sur les zones de développement du réseau de chaleur déterminées dans le cadre du schéma directeur, le classement du réseau de chaleur peut être envisagé.

Cette procédure de classement pourra être réalisée par le SITRU avant les négociations pour l'attribution du futur contrat, diminuant ainsi le risque pour les candidats. Le SITRU disposera alors de plus de poids dans les négociations. Cette procédure peut également être réalisée par le prochain opérateur en début de contrat.

Cette procédure nécessite une implication forte des collectivités locales, un travail en amont est donc à réaliser auprès des services et élus des différentes communes concernées. En particulier, le classement doit définir les modalités d'échanges entre les villes, le maître d'ouvrage (délégataire ou exploitant) et la collectivité concédante. La procédure est la suivante :

- Réalisation d'un dossier de classement ;
- Classement par la collectivité (SITRU) ;
- Annexion simple au PLU.

15. Synthèse de l'analyse technico-économique, plan d'actions

15.1. Synthèse de l'analyse technico-économique

Le diagnostic du réseau et des besoins territoriaux a permis de définir le panorama énergétique à l'horizon 2030 sur le territoire d'étude. A partir de ce diagnostic il a été possible de définir trois scénarios territoriaux pour la suite de l'étude :

- Le scénario Houilles considérant les développements en densification à proximité immédiate du réseau et les extensions pour desservir les besoins principaux sur le territoire de Houilles ;
- Le scénario Houilles + Montesson, qui rajoute au premier scénario les extensions pour desservir les besoins principaux sur le territoire de Montesson ;
- Le scénario Houilles + Montesson + Chatou, qui rajoute au second scénario les extensions pour desservir les besoins principaux sur le territoire de Chatou ;

En fin de déploiement	Scénario Houilles	Scénario Houilles + Montesson	Scénario Houilles + Montesson + Chatou
Consommations abonnés (MWh _{ut})	81 042	92 490	112 081
Production (MWh _{ut})	90 047	102 767	124 535
<i>Dont UIDND</i>	<i>87 174</i>	<i>97 485</i>	<i>110 469</i>
Taux d'EnR&R	97%	95%	89%
Statut d'UVE	Non	Limite	Oui
Moyens de production	Incinérateurs (24,2 MW) + Chaufferie existante (27 MW) + Chaufferies de délestage (6,4 MW)	Incinérateurs (24,2 MW) + Chaufferie existante (27 MW) + Chaufferies de délestage (5,6 MW) + Chaufferie centralisée à créer (6 MW)	Incinérateurs (24,2 MW) + Chaufferie existante (27 MW) + Chaufferies de délestage (5,6 MW) + Chaufferie centralisée à créer (13 MW)
Investissements (k€)	18 719	22 867	29 502
Prix de la chaleur cible sur 20 ans (€TTC/MWh)	54-58	58-62	62-66

En considérant un taux de raccordement de 80% des nouveaux prospects identifiés, les besoins à couvrir en fin de développement sont respectivement de 81, 92 et 112 GWh. L'alimentation de ces besoins est réalisée par les 24,2 MW_{th} disponible en sortie d'incinérateur, avec appoint par énergie fossile.

Etant donné les besoins à alimenter, le scénario Houilles + Montesson + Chatou est le seul qui permet de maximiser l'utilisation des moyens de production et donc d'atteindre le statut d'UVE sans modification sur l'usine CRISTAL (110 GWh/an de chaleur fatale valorisée). Le scénario intermédiaire permet tout juste la valorisation de la quantité de chaleur fatale nécessaire pour atteindre ce statut (97 GWh/an) laissant une marge de manœuvre très faible, tandis que le scénario Houilles, ne valorisant que 87 GWh/an, ne permet pas d'atteindre ce statut.

Cette possibilité de passer en UVE est permise grâce à une utilisation maximisée de la puissance disponible en sortie d'incinérateur, mais nécessite des appoints par énergies fossiles plus importants

qu'aujourd'hui. Le scénario Houilles permet de maintenir un taux d'EnR&R proche de 97% (appoint à partir de 0°C extérieur), mais les scénarios avec Montesson et Chatou voient leurs taux d'EnR&R diminuer respectivement à 95% (appoint à partir de 2°C extérieur) et 90% (appoint à partir de 5°C extérieur) en fin de déploiement.

L'appoint est alors réalisé par la chaufferie centralisée existante, dont une partie pourra être passée au gaz naturel en cas de besoin, des chaufferies de délestage sur Houilles et une nouvelle chaufferie centralisée au gaz naturel pour les deux plus gros scénarios (respectivement de 6,4 et 11 MW).

Les investissements correspondant à la mise en œuvre de ces différents scénarios reprennent une VNC du réseau actuel de 5,6 M€, et des investissements complémentaires pour la réalisation du réseau de distribution, des sous-stations, et la création (pour les scénarios Houilles + Montesson et Houilles + Montesson + Chatou) et l'adaptation (dans tous les scénarios) de chaufferies d'appoints-secours. Au total les investissements à réaliser sont de :

- 18,7 M€ pour le scénario Houilles avec 2,6 M€ de subventions, soit une assiette à financer de 16,1 M€ ;
- 22,9 M€ pour Houilles + Montesson avec 3,5 M€ de subventions, soit une assiette à financer de 19,4 M€ ;
- 29,5 M€ pour Houilles + Montesson + Chatou avec 4,8 M€ de subvention soit une assiette à financer de 24,7 M€.

Ces investissements, combinés à des hypothèses de charges standards pour ce type de réseau de chaleur, ont permis de déterminer un prix cible de la chaleur finale vendue aux abonnés en fonction du scénario et de la durée prévisionnelle du contrat (et donc de la durée d'amortissement des biens). Cette analyse a été menée dans un contexte de DSP en ciblant un TRI de 8% après impôts. Pour rappel, le prix moyen en 2016 est d'environ 70 €/TTC/MWh.

Prix final de la chaleur (€/TTC/MWh)	20 ans	15 ans	12 ans
Houilles	54 – 58	58 – 62	62 – 66
Houilles + Montesson	62 – 66	66 – 70	70 – 74
Houilles + Montesson + Chatou	66 – 70	70 – 74	74 – 78

Figure 160. Résultats de l'analyse économique – Plages tarifaires des différents scénarios en fonction des durées de contrats

Tous les résultats en vert laissent au délégataire un temps suffisamment long pour l'amortissement des investissements réalisés. Les différents indicateurs économiques (prix de la chaleur, facture énergétique au logement,...) sont alors favorables, et le réseau de chaleur est compétitif par rapport aux autres modes de production de chaleur.

Cette analyse technico-économique a permis au comité de pilotage de retenir le scénario le plus ambitieux, c'est-à-dire prévoyant des développements sur les territoires des communes de Houilles + Montesson + Chatou sur une durée suffisamment longue pour permettre l'amortissement des investissements à réaliser. En effet, ce scénario présente des résultats économiques satisfaisants permettant d'envisager une commercialisation facile du réseau de chaleur, tout en valorisant un maximum de chaleur fatale permettant ainsi à l'incinérateur d'atteindre le statut de Centre de Valorisation Énergétique sans remplacement du GTA.

Ce scénario retenu a par la suite fait l'objet d'une étude de sensibilité à différents paramètres pour déterminer les risques les plus importants pour la suite de l'opération. Cette analyse en sensibilité a montré que :

- Pour le raccordement de serres dans la plaine de Montesson en passant par la branche du lycée des Pierres-Vives :
 - un prix de la chaleur compétitif est envisageable dans la limite d'une certaine superficie ;
 - la réalisation des investissements de réseau permettant d'envisager le raccordement à terme de ces serres présente un impact quasi-nul sur le prix final de la chaleur pour les autres abonnés ;
- Le raccordement de Sartrouville Ouest est envisageable et permet de valoriser plus de chaleur fatale mais augmente légèrement le prix cible (+1,6 €TTC/MWh) en raison d'investissements supplémentaires importants et d'une diminution du taux d'EnR&R. Cette différence pourrait néanmoins être compensée par l'ADEME grâce à l'attribution de subventions spécifiques ;
- Un taux de raccordement de 80% des nouveaux prospects permet un optimum technico-économique entre étalement des coûts fixes et augmentation de la consommation d'énergies fossiles. Néanmoins le raccordement de plus ou moins de prospects présente une sensibilité relativement faible sur le prix final de la chaleur (+0,2 €TTC/MWh pour 70 et 90% de raccordements, + 0,7 €TTC/MWh pour 100% de raccordements)
- Un taux de subvention inférieur de 5% au taux pris pour les simulations (20% hors VNC) entraîne une augmentation du prix de la chaleur finale de 1,6 €TTC/MWh. Au vu des critères d'analyse (-5% par rapport à un prix d'une solution alternative gaz) et des modalités d'attribution de l'ADEME, le risque est relativement faible.
- Une augmentation de 1 €HT/MWh du prix de la chaleur fatale entraîne une augmentation du prix de la chaleur livrée aux abonnés d'environ 1,15 €TTC/MWh en fonction de la marge exploitant sur le R1. Ce prix de la chaleur doit donc être déterminé au plus juste suivant les critères minimums fixés par le SITRU.
- La diminution du TRI projet après impôt de 1% permet une diminution du prix final de la chaleur vendue aux abonnés d'environ 3€TTC/MWh.
- La configuration de l'usine, soit la puissance disponible en sortie de l'usine CRISTAL, présente le plus gros risque sur l'exploitation future du réseau de chaleur. En fonction des configurations et des solutions appliquées, le prix de la chaleur augmente de +3,6 à + 14 €TTC/MWh, ne permettant pas au réseau de chaleur de rester compétitif.

Des solutions, telles que la diminution du prix de la chaleur fatale, l'augmentation du tarif abonnés, ou encore la réalisation d'investissements plus ou moins lourds pour des moyens de production EnR&R complémentaires, sont envisageables mais doivent être prises en charge par un des acteurs. Une étude complète sera alors à mener pour trouver le meilleur équilibre en fonction du contexte. Néanmoins, le maintien de l'usine CRISTAL dans son état actuel jusqu'à la fin du contrat permettra d'envisager une évolution coordonnée sur l'usine et le réseau de chaleur.

15.2. Plan d'actions

Pour la mise en œuvre à court terme du schéma directeur, les actions reprises dans le tableau suivant sont à engager. Certaines tâches nécessitant plus de détails sont explicitées par la suite.

Sujet	Tâche à réaliser	Acteurs	2017			2018				2019				2020				
			T2	T3	T4	T1	T2	T3	T4	T1	T2	T3	T4	T1	T2	T3	T4	
Schéma directeur Mode de gestion	Comité de pilotage final de l'étude	ITHERM CONSEIL + SITRU																
	Remise du rapport du schéma directeur	ITHERM CONSEIL																
	Information de l'ADEME du projet	SITRU (+AMO)																
	Visite réseau avec chaufferies décentralisées	SITRU																
	Etude du mode de gestion	AMO SITRU																
	Information CCPSL	AMO + CCPSL SITRU																
	Validation du mode de gestion	Conseil Syndical SITRU																
Fin de la DSP	Audit de fin de concession	AMO SITRU																
	Clôture du compte P3	OOME + AMO + SITRU																
	Fin du programme d'extension 2017-2018	OOME																
	Réalisation des travaux anticipés	SITRU (+AMO)																
Choix d'un exploitant	Préparation du DCE	AMO																
	Consultation des entreprises	Candidats																
	Remise offres	Candidats																
	Analyses des offres et négociations	Candidats + AMO + SITRU																
	Remise des offres finales	Candidats																
	Analyse offres finales	AMO SITRU																
	Désignation de l'exploitant	Conseil Syndical SITRU																
Affiner les offres	Définition des conditions de vente de chaleur	SITRU																
	Pré-commercialisation du réseau	SITRU (+AMO)																
	Engagement des villes	SITRU (+AMO)																
	Visite des possibles chaufferies de délestage	SITRU (+AMO)																
Travaux - Nouveau contrat	Passation	SITRU + AMO + Exploitants																
	Etudes - Démarches administratives	Nouvel exploitant																
	Commercialisation du réseau	Nouvel exploitant																
	Classement du réseau de chaleur	Nouvel exploitant																
	Travaux de création réseau et sous-stations	Nouvel exploitant																
	Mise en service des premières branches	Nouvel exploitant																
	Travaux de création réseau et sous-stations	Nouvel exploitant																
	Mise en service des branches suivantes	Nouvel exploitant																
	Travaux de création réseau et sous-stations	Nouvel exploitant																
	Mise en service des dernières branches	Nouvel exploitant																

Figure 161. Plan d'actions pour le développement du réseau de chaleur du SITRU

Le projet prévoit la **mise à disposition de chaufferies pour le délestage ou la réalisation d'appoints locaux** sur le territoire de Houilles. Ce fonctionnement n'est pas habituel pour le SITRU qui fonctionne avec l'ensemble des moyens de production centralisés. Pour la bonne mise en œuvre de cette gestion du réseau, il est conseillé dans un premier temps de se rapprocher de réseaux de chaleur disposant d'une telle architecture pour comprendre le fonctionnement et les modalités de mise en place (action « Visite réseau avec chaufferies décentralisées »).

Suite à ces visites, le SITRU devra se rapprocher des maitres d'ouvrage des chaufferies identifiées (action « Visite des possibles chaufferies de délestage »), à savoir :

- Résidences Jean Moulin et Fossettes, sur la branche Est ;

- Résidences Condorcet I et II sur la Branche Nord ;

Ces rencontres seront l'occasion d'échanger sur le principe de mise à disposition (voire obtenir un accord de principe), et de réaliser l'état des lieux du matériel en place et du fonctionnement actuel de la chaufferie. Ces informations permettront aux candidats d'affiner leurs offres en présentant moins de risques de commercialisation et une meilleure visibilité sur les travaux à réaliser et le matériel à entretenir. La mise en place des conventions de mises à disposition des chaufferies peut être réalisée en amont de la consultation ou par le futur opérateur.

Le tissu résidentiel local est principalement composé d'ensembles collectifs en copropriété. En plus des rencontres à mener avec les résidences concernées par une possible mise à disposition des chaufferies, la mise en place de **pré-engagement de raccordement pour les principaux prospects** est à envisager. Ces pré-engagements de raccordement préciseront que, si la solution réseau de chaleur en coût global de la chaleur (y compris P2 et P3, toutes charges comprises) est inférieure à la solution actuelle, les prospects s'engagent à se raccorder. Transmis en phase d'appel d'offre ou au cours des négociations, ces pré-engagements permettent une nouvelle fois aux candidats de diminuer leur risque commercial et donc d'optimiser leur offres. Ces démarches pourront être menées, à titre indicatif, auprès des prospects suivants :

Secteur Gare - Ilot Nord	Projet - Eiffage	Rue du 4 septembre	Houilles
Secteur Gare - Ilot Sud	Projet - Eiffage	Place André Malraux	Houilles
Résidence Les Opalines	Copropriété	Rue De La Voie Poissonniere	Chatou
Immo de France - Les Baux	Copropriété	2 rue Jean Macé	Montesson
Résidence Victor Hugo	Copropriété	résidence Victor Hugo	Houilles
Résidence 225 rue des Landes	Copropriété	225 rue des Landes	Chatou
Résidence Concorde	Copropriété	Résidence Concorde	Houilles
Les Larris	Copropriété	5 Cité les Larris	Chatou
Résidence de l'Ile Verte	Copropriété	158 rue Gambetta	Chatou
résidence des Landes	Copropriété	Résidence des Landes	Chatou
Résidence Edison	Copropriété	71 rue de la Paix	Houilles
Copro 5 Chatou	Copropriété	1-7 Rue de Chatou	Houilles
Clos Fleuri	Copropriété	41-55 rue Richaume	Montesson
Résidence Monceau	Copropriété	4 résidence Monceau	Carrières sur Seine
Résidence Condorcet II	Copropriété	15 Rue Coubertin	Houilles
Résidence Condorcet I	Copropriété	Résidence Condorcet	Houilles
Résidence Jean Moulin	Copropriété	8 Rue Chevreul	Houilles
Résidence Fossettes	Copropriété	4 Rue de l'égalité	Houilles
Thales tertiaire	Thalès	41 boulevard de la république	Chatou
Union copro Champs Mouton	Copropriété	3-30 rue Auguste Renoir	Chatou
Base CC Mille	Ministère de la Défense	6 route de Houilles	Carrières sur Seine
Résidence le Saule	Coopération et famille	70 Boulevard Jean Jaurès	Chatou
CHATOU 01 Gambetta	OGIF	19/23 rue des Alpes	CHATOU
CHATOU 03 Tribouillards	OGIF	58 rue Jules Ferry	CHATOU

Figure 162. Prospects à démarcher pour pré-engagements de raccordement

Le code couleur repris est le suivant :

- en vert, les prospects qui semblent avoir déjà été approchés par le délégataire actuel. Les projets n'avaient pas aboutis majoritairement en raison de questions d'échéances (renouvellement contrat d'exploitation ou contrat gaz, rénovation de chaufferies,...) ;
- en jaune, un prospect qui était raccordé au réseau de chauffage urbain mais s'est débranché en 2008 ;
- en bleu, les prospects pour lesquels une mise à disposition de chaufferie est nécessaire.

Dans l'ensemble ces prospects représentent environ 45 GWh, soit près des deux tiers des futurs raccordements. Un moindre risque sur ces prospects serait donc un levier de négociation important pour le SITRU dans les négociations avec les candidats.

Enfin, le projet de développement porté par le SITRU s'étend sur le territoire de plusieurs villes. Bien qu'associées à la démarche de schéma directeur par leur participation au comité de pilotage, il est nécessaire de **se rapprocher de ces villes** (Houilles, Chatou et Montesson) **de manière à obtenir leur engagement à favoriser le développement du réseau** de chaleur. En effet :

- Il s'agit d'abonnés potentiels du futur réseau de chaleur. Pour l'ensemble des bâtiments dont le raccordement est prévu :
 - Les villes doivent, dans la mesure du possible, limiter les lourds travaux de rénovation des installations de production de chaleur. Si des travaux sont nécessaires, la mise en place de solutions temporaires peut être envisageable.
 - Il pourrait être intéressant, comme pour les principaux prospects, de signer un pré-engagement de raccordement.
- Des travaux importants de voiries seront réalisés par le futur exploitant pour le déploiement du réseau. La mise en place de planning commun de travaux entre les services voirie, les différents concessionnaires et le futur exploitant est envisageable afin de mutualiser les investissements et de minimiser les impacts sur les riverains. Pour cela :
 - Les villes ne doivent pas engager de lourds travaux de voirie sur le tracé prévisionnel du réseau de chaleur. Le cas échéant, si des travaux importants sont prévus en 2018, le SITRU peut envisager la réalisation de travaux anticipés de pose des réseaux ;
 - Il est possible de demander aux villes et autres concessionnaires de prévoir des travaux synchrones (voiries, enfouissement de réseaux,...) avec la pose du réseau de chaleur. Cela peut conduire à modifier des plans d'investissements, mais s'avérer utile sur le plan financier et de la communication.

Ces rencontres seront aussi l'occasion d'aborder le possible **classement du réseau de chaleur** (qui sera à réaliser par le futur exploitant), et en particulier les modalités de mise en place et les zones à classer prioritairement.

16. Table des figures

Figure 1. Réseau de chaleur du SITRU.....	15
Figure 2. Réseau de chaleur et périmètre de DSP Ouest OM Energie. Source : Itherm Conseil.....	17
Figure 3. Liste des abonnés au réseau de chaleur à fin Décembre 2016.	18
Figure 4. Répartition des abonnés au réseau de chaleur du SITRU suivant la puissance souscrite.....	19
Figure 5. Logo SITRU.	24
Figure 6. Logo Suez RV Energie.	25
Figure 7. Relations contractuelles entre les différents intervenants. Source : Itherm Conseil.....	26
Figure 8 : Vue aérienne de l'emplacement des différents moyens de production. Source : Itherm Conseil.....	30
Figure 9 : Flux énergétiques dans l'usine d'incinération. Source : Cabinet MERLIN.....	31
Figure 10. Valorisation ou dissipation de l'énergie produite par les fours. Source : Schéma directeur Explicit - 2012.	32
Figure 11. Disponibilité des lignes d'incinération et production de vapeur. Source : Cabinet Merlin.....	33
Figure 12. Schéma de principe de la chaufferie OOME. Source : OOME.	35
Figure 13. Echangeurs vapeur de 1988 (conservés en secours). Source : Itherm Conseil.....	36
Figure 14 : Echangeur vapeur de 2013. Source : Itherm Conseil.	36
Figure 15 : Chaudières et brûleurs des chaudières de secours. Source : Itherm Conseil.....	37
Figure 16 : Pompes réseaux. Source : Itherm Conseil.	38
Figure 17. Caractéristique des branches du réseau de chaleur du SITRU.....	39
Figure 18. Abonnés raccordés au réseau de chaleur du SITRU. Source : Itherm Conseil.....	40
Figure 19 : Synoptique de distribution du réseau de chaleur. Source : Itherm Conseil.....	41
Figure 20. Abonnés et caractéristiques de raccordement au réseau de chaleur du SITRU.	42
Figure 21. Répartition de la puissance souscrite suivant la typologie d'abonnés.....	42
Figure 22 : Schéma de principe d'une sous-station avec un échangeur. Source : OOME.....	44
Figure 23 : Installations primaires des sous-stations 31 et 32. Source : Itherm Conseil.....	44
Figure 24. Deux échangeurs en sous-station 12. Source : Itherm Conseil.	45
Figure 25 : Automate en sous-station 11. Source : Itherm Conseil.....	45
Figure 26. Répartition de la puissance souscrite par abonnés.....	45
Figure 27. Répartition des consommations par abonnés.	46
Figure 28. Evolution de la mixité EnR&R au cours des derniers exercices.....	47
Figure 29. Monotone du réseau de chaleur actuelle.	47
Figure 30. Productions mensuelles 2016 et rigueur climatique.....	48
Figure 31. Production théorique mensuelle à rigueur climatique standard.	48
Figure 32. Evolution des émissions et contenu CO ₂ du réseau de chaleur sur les derniers exercices.	49
Figure 33. Quotas alloués et émissions de CO ₂	49
Figure 34. Suivi annuel de quotas de CO ₂ . Source : OOME via Naldeo.	50
Figure 35. Evolution des besoins du réseau de chaleur au cours des derniers exercices.	50
Figure 36. Besoins de chaleur par abonnés en conditions standards.	51

Figure 37. Répartition des besoins de chaleur entre production d'ECS et de chauffage.....	51
Figure 38. Répartition des consommations par typologie d'abonnés.	52
Figure 39. Caractéristiques des différentes branches du réseau.....	53
Figure 40. Indice de révision du R1.	55
Figure 41. Evolution du R1 et du prix des énergies fossiles au cours des deux dernières années.....	55
Figure 42. Indices de révision du R2.....	56
Figure 43. Evolution du R2 au cours des deux dernières années.....	56
Figure 44. Recettes de ventes de chaleur et prix de la chaleur moyen 2014 - 2016.	57
Figure 45. Positionnement du prix de la chaleur du réseau du SITRU par rapport aux autres réseaux de chaleur. Source : AMORCE et Itherm Conseil.	58
Figure 46. Positionnement du prix de la chaleur du réseau du SITRU en €TTC/MWh. Source : AMORCE et Itherm Conseil.....	59
Figure 47. Positionnement de la facture énergétique d'un logement raccordé au réseau du SITRU. Source : AMORCE et Itherm Conseil.	59
Figure 48 : Compte d'exploitation 2015. Source : NALDEO – Rapport de suivi 2015	60
Figure 49. Benchmark des prix de chaleur fatale sur d'autres centres d'incinération des déchets. Source : Itherm Conseil.....	61
Figure 50. Evolution du "compte" P3. Source : Naldeo.....	63
Figure 51. Compte d'exploitation estimatif consolidé. Source : Itherm Conseil.....	64
Figure 52. Démarche EnR&R'Choix de l'ADEME.....	66
Figure 53. Réseaux de chaleur situés à proximité du SITRU. Source : Itherm Conseil.	67
Figure 54. Modalités de valorisation de chaleur fatale. Source : Antoine Dagan.	69
Figure 55. Caractéristique des différents types de chaleur fatale et classification. Source : ADEME.....	69
Figure 56. Sources de chaleur fatale sur le territoire d'étude. Sources : ADEME, SIAAP, Itherm Conseil	70
Figure 57. Principales installations d'assainissement en région parisienne. Source : SIAAP.	72
Figure 58. Récupération de chaleur sur eaux usées. Process Energido. Source : Veolia.	74
Figure 59. Récupération de chaleur sur eaux usées. Process Degrés Bleus. Source : Suez Environnement.....	74
Figure 60. Différents type de géothermie. Sources : ADEME et BRGM	77
Figure 61. Coupe hydrogéologique du bassin parisien. Source : BRGM	78
Figure 62. Schéma de principe d'un doublet géothermique au Dogger. Source : Cfg Services.....	78
Figure 63. Nombre de doublets au Dogger mis en service depuis 1969. Source : BRGM - 2013.....	79
Figure 64. Caractéristique de l'éocène moyen et inférieur. Source : Géothermie-perspectives.	81
Figure 65. Caractéristiques des aquifères de la craie. Source : Géothermie-perspectives.	81
Figure 66. Caractéristiques (profondeur et température) de l'aquifère de l'Albien dans l'ouest de l'Ile-de-France. Source : BRGM.	82
Figure 67. Productivité du Dogger en Ile de France. Source : BRGM.....	83
Figure 68. Schéma de principe d'une chaufferie Biomasse. Source : IDé	85
Figure 69. Carte des fournisseurs de biomasse en Ile-de-France. Sources : FrancilBois et Biomasse Energie Ile-de-France.....	87
Figure 70. Principales étapes de la méthanisation.....	89

Figure 71. Schéma de principe de la filière méthanisation. Source : Advanceo Energies Groupe Vinci.....	90
Figure 72. Producteur de biogaz en France. Source : Site Registre des Garanties d'Origine - GRDF.....	91
Figure 73. Rubriques ICPE des installations de méthanisation.....	92
Figure 74. Prospects raccordement 2017-2018.....	93
Figure 75. Plan extension Houilles. Sources : OOME.....	94
Figure 76. Plan extension Carrières - Copropriétés 2017. Sources : OOME.....	95
Figure 77. Plan extension Chatou - République 2017/2018. Source : OOME.....	95
Figure 78. Répartition des besoins entre ECS et chauffage en fin de délégation.....	97
Figure 79. Monotone du réseau en situation de référence.....	97
Figure 80. Puissance appelée en fonction des températures extérieures en situation de référence.....	98
Figure 81. Répartition mensuelles des besoins en conditions standards en situation de référence.....	98
Figure 82. Récapitulatif des caractéristiques du réseau en fin de délégation (situation de référence).....	99
Figure 83. Plan du réseau de chaleur du SITRU en fin de délégation (situation de référence).....	100
Figure 84. Evolution des consommations chauffage des bâtiments raccordés au réseau de chaleur. Source : Naldeo.....	102
Figure 85. Hypothèses prises pour les estimations.....	104
Figure 86. Projets d'aménagements recensés. Sources : Itherm Conseil et IAU.....	105
Figure 87. Projets pris en compte et caractéristiques.....	107
Figure 88. Carte de chaleur des besoins en chauffage et ECS à l'horizon 2030. Source : Itherm Conseil.....	108
Figure 89. Réseau projeté et programmes immobiliers recensés - Bezons. Source : Itherm Conseil.....	109
Figure 90. Réseaux projetés et programmes immobiliers recensés - Sartrouville. Source : Itherm Conseil.....	110
Figure 91. Réseaux de chaleur - Boucle de la Seine - Horizon 2040/2050. Source : Itherm Conseil.....	113
Figure 92. Monotone possible du réseau pour atteindre 70% d'EnR&R avec les installations actuelles du SITRU.....	114
Figure 93. Production mensuelle estimée d'un réseau à 70% d'EnR&R alimenté par les installations actuelles du SITRU.....	114
Figure 94. Hypothèses de simulations.....	117
Figure 95. Prospects raccordables scénario Houilles.....	119
Figure 96. Réseau projeté - Scénario Houilles.....	120
Figure 97. Analyse technique du scénario Houilles.....	121
Figure 98. Prospects supplémentaires raccordables - Scénario Houilles + Montesson.....	121
Figure 99. Analyse technique du scénario Houilles + Montesson.....	122
Figure 100. Réseau projeté - Scénario Houilles + Montesson.....	123
Figure 101. Prospects supplémentaires - Scénario Houilles + Chatou + Montesson.....	124
Figure 102. Réseau projeté - Scénario Houilles + Chatou + Montesson.....	125
Figure 103. Analyse technique du scénario Houilles + Montesson + Chatou.....	126
Figure 104. Moyens de production mis en œuvre.....	127
Figure 105. Evolution des moyens d'incinérations SITRU suivant différents scénarios. ECT = Extension des Consignes de Tri, TI = Tarification incitative. Source : SITRU – Cabinet Merlin.....	127

Figure 106. Dimensionnement des canalisations d'après la simulation thermique.	129
Figure 107. Pertes de charges linéaires et pression différentielle suivant simulations thermiques.....	131
Figure 108. Résultats des simulations thermiques	131
Figure 109. Evolution de la production et du taux d'EnR&R - Scénario Houilles	133
Figure 110. Résultats de l'analyse énergétique et environnementale - Scénario Houilles	134
Figure 111. Production mensuelle - Scénario Houilles.....	135
Figure 112. Monotone du réseau - Scénario Houilles	135
Figure 113. Puissance appelée en fonction de la température extérieure - Scénario Houilles	136
Figure 114. Evolution de la production et du taux d'EnR&R - Scénario Houilles + Montesson	137
Figure 115. Résultats de l'analyse énergétique et environnementale - Scénario Houilles + Montesson	137
Figure 116. Production mensuelle - Scénario Houilles + Montesson.....	138
Figure 117. Monotone du réseau - Scénario Houilles + Montesson	139
Figure 118. Puissance appelée en fonction de la température extérieure - Scénario Houilles + Montesson	139
Figure 119. Evolution de la production et du taux d'EnR&R - Scénario Houilles + Montesson + Chatou	140
Figure 120. Résultats de l'analyse énergétique et environnementale - Scénario Houilles + Montesson + Chatou	140
Figure 121. Production mensuelle - Scénario Houilles + Montesson + Chatou	141
Figure 122. Monotone du réseau - Scénario Houilles + Montesson + Chatou.....	142
Figure 123. Puissance appelée en fonction de la température extérieure - Scénario Houilles + Montesson + Chatou	142
Figure 124. Investissements prévisionnels - Scénario Houilles.....	145
Figure 125. Investissements prévisionnels - Scénario Houilles + Montesson	145
Figure 126. Investissements prévisionnels - Scénario Houilles + Montesson + Chatou.....	146
Figure 127. Synthèse des investissements à réaliser en fonction des scénarios.	146
Figure 128. Logo Fonds Chaleur - ADEME	147
Figure 129. Plafond d'assiette des subventions Fonds Chaleur 2016. Source : ADEME.	148
Figure 130. Subventions et montants à financer par scénario.	148
Figure 131. Projet de raccordement du SITRU au réseau gaz. Source : GRDF	150
Figure 132. Récapitulatif des moyens d'appoint-secours pris en compte	150
Figure 133. Prix moyen de la chaleur fatale en fonction du mécanisme de rétribution mis en œuvre et de la quantité de chaleur valorisée.	152
Figure 134. Recettes de vente de chaleur fatale par le SITRU en fonction du mécanisme de rétribution mis en œuvre et de la quantité valorisée.	153
Figure 135. charges annuelles de combustible en fin de déploiement.....	153
Figure 136. Evolution du prix de la chaleur fatale en fonction du taux d'EnR&R à R1 fixe.	154
Figure 137. Evolution des charges annuelles - Scénario Houilles	157
Figure 138. Evolution des charges annuelles - Scénario Houilles + Montesson	157
Figure 139. Evolution des charges annuelles - Scénario Houilles + Montesson + Chatou	157
Figure 140. Répartition des charges par postes et par scénario.....	158

Figure 141. Résultats de l'analyse économique – Plages tarifaires des différents scénarios en fonction des durées de contrats.	159
Figure 142. Positionnement des prix cibles (€TTC/MWh) par rapport aux autres réseaux de chaleur.	159
Figure 143. Positionnement des prix cibles (€HT/MWh) par rapport à d'autres réseaux de chaleur en fonction des moyens de production principal.	160
Figure 144. Résultats de l'analyse économique – Factures énergétiques des différents scénarios en fonction des durées de contrats	161
Figure 145. Positionnement des factures énergétiques des différents scénarios par rapport à d'autres moyens de production de la chaleur.	161
Figure 146. Impacts du développement du réseau de chaleur pour les abonnés actuels du réseau.	162
Figure 147. Carte du scénario retenu par le comité de pilotage de l'étude	163
Figure 148. Mise à jour des résultats de l'analyse énergétique et environnementale - Scénario retenu	164
Figure 149. Positionnement des serres et cheminement pour leur alimentation	165
Figure 150. Résultats de l'analyse en sensibilité au raccordement des serres	166
Figure 151. Prospects recensés et réseau projeté sur la zone Sartrouville Ouest	167
Figure 152. Liste des prospects recensés sur la zone Sartrouville Ouest	168
Figure 153. Résultat de l'analyse en sensibilité au raccordement de Sartrouville Ouest	168
Figure 154. Résultat de l'analyse en sensibilité au taux de raccordement	169
Figure 155. Résultat de l'analyse en sensibilité au taux de subventions	169
Figure 156. Résultat de l'analyse en sensibilité au prix de la chaleur fatale	170
Figure 157. Résultat de l'analyse en sensibilité au TRI projet	171
Figure 158. Résultats de l'analyse en sensibilité aux modifications des moyens de production EnR&R	172
Figure 159. Résultat de l'analyse en sensibilité aux solutions alternatives en cas de disparition du four 2	172
Figure 160. Résultats de l'analyse économique – Plages tarifaires des différents scénarios en fonction des durées de contrats	176
Figure 161. Plan d'actions pour le développement du réseau de chaleur du SITRU	178
Figure 162. Prospects à démarcher pour pré-engagements de raccordement	179

17. Annexes

Annexe 1 : Liste du matériel installé

Annexe 2a : Schéma hydraulique de la chaufferie

Annexe 2b : Schéma de principe d'une sous-station

Annexe 3 : Périmètre de DSP et plan du réseau

Annexe 4 : Fiches réseaux de chaleur

Annexe 5 : Carte des gisements de chaleur fatale

Annexe 6 : Liste du patrimoine recensé sur le territoire d'étude

Annexe 7 : Carte de repérage des prospects raccordables

Annexe 8 : Carte du scénario Houilles

Annexe 9 : Carte du scénario Houilles + Montesson

Annexe 10 : Carte du scénario Houilles + Montesson + Chatou.

Annexe 11 : Résultats de la simulation thermique

Annexe 12 : Carte du scénario retenu avec ajout des serres

18. Glossaire

CVE / UVE : Centre de valorisation énergétique / Usine de valorisation énergétique. Statut atteint par les incinérateurs d'ordure ménagère à partir d'un certain seuil de valorisation énergétique (électricité et chaleur), permettant de diminuer la taxe générale sur les activités polluantes.

Densité thermique : Quantité d'énergie thermique appelée par mètre de conduite du réseau de chaleur installée.

Degré Jour Unifié (DJU) : Différence de température entre la température extérieure et la température de 18°C (température intérieure des logements), multipliée par la durée de cette différence (en jours).

DN : Diamètre Nominal (d'une conduite)

DSP : Délégation de Service Public

Durée équivalente à pleine puissance : Voir taux d'utilisation équivalent à pleine puissance

Echangeur de chaleur : dispositif permettant de transférer de l'énergie thermique d'un fluide vers un autre sans les mélanger. Le flux thermique traverse la surface d'échange qui sépare les fluides. Ils sont souvent de type échangeurs à plaques (les surfaces d'échange sont des plaques de métal).

ECS : Eau Chaude Sanitaire

EnR&R : Energies nouvelles Renouvelables et de Récupération

DOE : Dossier des Ouvrages Exécutés

FOL/FOD : Fioul Lourd / Fioul Domestique

GER : Gros entretien et renouvellement

GN : Gaz naturel

Gradient géothermal : augmentation de température constatée dans le sous-sol à mesure que l'on s'éloigne de la surface.

GTA : Groupe Turbo-Alternateur – Installation visant à transformer l'énergie mécanique (rotation d'une turbine) en énergie électrique (courant alternatif).

GTC : Gestion Technique Centralisée

ICPE : Installation Classée pour la Protection de l'Environnement. Dans le cas d'une chaufferie cela concerne les installations dont la puissance est supérieure à 2 MW.

IRIS : Ilots Regroupés pour l'Information Statistique. Découpage du territoire en mailles de taille homogène d'environ 2 000 habitants réalisé par l'INSEE.

MWh_{ut} : MWh_{utile}, quantité d'énergie ne nécessitant pas d'être transformée pour être utilisée. Par opposition aux MWh_{PCS} et MWh_{PCI} des énergies fossiles.

PE TGAP : Indicateur de valorisation énergétique (Performance Energétique) servant de base pour la détermination du montant de la TGAP.

P1/P2/P3/P4 : Dénominations standards des charges d'exploitation dans le chauffage collectif correspondant respectivement à :

- l'achat de combustible,
- l'entretien courant,
- les charges de Gros Entretien et Renouvellement
- le financement.

Rendement d'un réseau de chaleur : Rapport entre la quantité de chaleur livrée en sous-stations et la quantité de chaleur produite en tête de réseau, permettant d'évaluer les pertes thermiques du réseau

Réseau primaire : Partie du réseau de chaleur située en amont des sous-stations, reliant celles-ci aux centrales de production de chaleur

Réseau secondaire : Réseau situé en aval des sous-stations, permettant de relier celles-ci aux locaux à chauffer. Le réseau secondaire ne fait pas juridiquement partie du réseau de chaleur géré par le délégataire.

RT (2005/2012 ...) : Règlementation Thermique

Taux d'utilisation équivalent à pleine puissance : Aussi appelé facteur de charge, il s'agit du ratio entre l'énergie effectivement produite par un moyen de production et l'énergie qui aurait été produite si ce moyen de production fonctionnait à pleine puissance en permanence. En multipliant ce taux par le nombre d'heure annuel, on obtient la durée équivalente à pleine puissance.

TGAP : Taxe Générale sur les Activités Polluantes.

TICGN/TICPE : Taxe Intérieure sur la Consommation de Gaz Naturel / de Produits Energétiques

Température de base : Température extérieure de référence pour la réalisation des bilans thermiques. Elle correspond à la température minimale (constatée au moins 5 jours dans l'année) d'un lieu donné.

SIAAP : Syndicat Interdépartemental pour l'Assainissement de l'Agglomération Parisienne

Sous-station : Interface entre le réseau primaire et le réseau secondaire, la sous-station est le lieu où la chaleur est livrée par le fournisseur du service de chauffage urbain. Physiquement, il s'agit d'un échangeur thermique, situé en général en pied d'immeuble.

STEP : Station de traitement des Eaux Polluées

UIDND, ex-UIOM : Usine d'Incinération des Déchets Non Dangereux

UVE : Voir CVE

VNC : Valeur Nette Comptable, montant des biens restant à amortir à la fin de la délégation