

# Schéma directeur



MISSION D'ASSISTANCE A LA MAITRISE D'OUVRAGE

Schéma directeur du réseau de chaleur de Suresnes

**Ville de Suresnes**

29/11/2022

C327/MV



**suresnes**

Sage Services Energie - Conseil et assistance à maitrise d'ouvrage

Siège social : 174 avenue Charles de Gaulle - 92200 Neuilly-sur-Seine

Bureaux : rue des Fermes Cadot - 27600 Saint-Aubin/Gaillon - Std. 02 32 53 31 10 - fax 02 32 53 47 97

S.A.R.L. au capital de 130 000 € - R.C.S. Nanterre 489 575 050

[www.sage-energie.fr](http://www.sage-energie.fr)

## Table des matières

<b>Table des matières .....</b>	<b>2</b>
<b>Audit technique .....</b>	<b>5</b>
<b>1 Présentation générale du réseau .....</b>	<b>5</b>
1.1 Plan du réseau .....	5
1.2 Production .....	6
1.3 Distribution.....	9
1.4 Sous-stations .....	10
1.5 Supervision .....	11
<b>2 Audit technique .....</b>	<b>12</b>
2.1 Contrat et limites de prestations.....	12
2.2 Gestion de l'exploitation .....	13
2.3 Remarques et conclusions générales .....	14
2.4 Fiches d'audit .....	17
<b>Audit juridique .....</b>	<b>19</b>
1. Sur la convention de délégation de service public pour l'exploitation du service du réseau de chaleur.....	19
1.1. Les caractéristiques générales de la convention.....	19
1.2. Analyse des principales clauses de la DSP .....	22
2 Sur le contrat de fourniture et d'enlèvement de chaleur .....	39
<b>Audit financier .....</b>	<b>41</b>
<b>1 Rappel de l'ensemble contractuel.....</b>	<b>41</b>
1.1 Un contrat ancien fortement modifié par avenants .....	41
1.2 Un rapport annuel fournissant trop peu d'explications.....	42
<b>2 Analyse financière 2018-2021.....</b>	<b>42</b>
2.1 Un cycle d'exploitation sous dépendance du prix du Gaz.....	42
2.2 GER : un solde décroissant sous l'effet des dépenses.....	44
2.3 Une rentabilité élevée et supérieure au prévisionnel.....	45
2.4 La valeur nette comptable des biens de retours et reprises non identifiée .....	46
<b>Etat des lieux des ressources disponibles .....</b>	<b>47</b>
<b>1 Introduction .....</b>	<b>47</b>
<b>2 Energies de récupération.....</b>	<b>48</b>
2.1 Chaleur fatale industrielle et tertiaire.....	48

2.1.1	Industries.....	48
2.1.2	Industries raccordées sur le réseau Korus.....	49
2.1.3	Data centers et autres bâtiments tertiaires .....	49
2.1.4	UIOM .....	50
2.2	Récupération de chaleur sur eaux grises .....	50
2.3	Récupération de chaleur sur air ambiant.....	53
2.3.1	Parkings .....	53
2.3.2	Metro.....	55
2.4	Thalassothermie – Récupération de chaleur sur eau de Seine .....	56
<b>3</b>	<b>Interconnexions avec les réseaux à proximité .....</b>	<b>58</b>
3.1	Réseau de froid de Suresnes ICEIS .....	58
3.2	Réseau de chaleur Idex La Défense .....	58
3.3	Réseau de chaleur CICEO .....	60
3.4	Réseau de chaleur de Rueil-Malmaison .....	60
<b>4</b>	<b>Géothermie .....</b>	<b>61</b>
<b>5</b>	<b>Biomasse .....</b>	<b>62</b>
<b>6</b>	<b>Biogaz.....</b>	<b>63</b>
<b>7</b>	<b>Solaire .....</b>	<b>63</b>
<b>8</b>	<b>Cogénération .....</b>	<b>65</b>
<b>9</b>	<b>Gaz naturel .....</b>	<b>65</b>
<b>10</b>	<b>Conclusion .....</b>	<b>66</b>
	<b>Etude des scénarios.....</b>	<b>67</b>
<b>1</b>	<b>Introduction .....</b>	<b>67</b>
<b>2</b>	<b>Données de consommations .....</b>	<b>68</b>
2.1	Consommations du réseau actuel.....	68
2.2	Prospections.....	69
2.2.1	Méthodologie .....	69
2.2.2	Types de prospectes.....	69
2.2.3	Tracé.....	71
2.2.4	Potentiel d’un deuxième réseau dans les hauts de Suresnes .....	72
<b>3</b>	<b>Définition des scénarios .....</b>	<b>73</b>
<b>4</b>	<b>Analyse des scénarios .....</b>	<b>75</b>
4.1	Réseau basse température avec réhausse par PAC sur les sites de production.....	75
4.1.1	Réseau 1 sans extension.....	75

---

4.1.2	Réseau 1 avec extensions.....	79
4.1.3	Réseau 2 .....	85
4.1.4	Raccordement du réseau 2 au réseau 1 avec extensions .....	88
4.2	Réseau très basse température avec réhausse par PAC en sous-stations.....	90
<b>5</b>	<b>Synthèse.....</b>	<b>91</b>
	<b>Conclusions du schéma directeur .....</b>	<b>93</b>

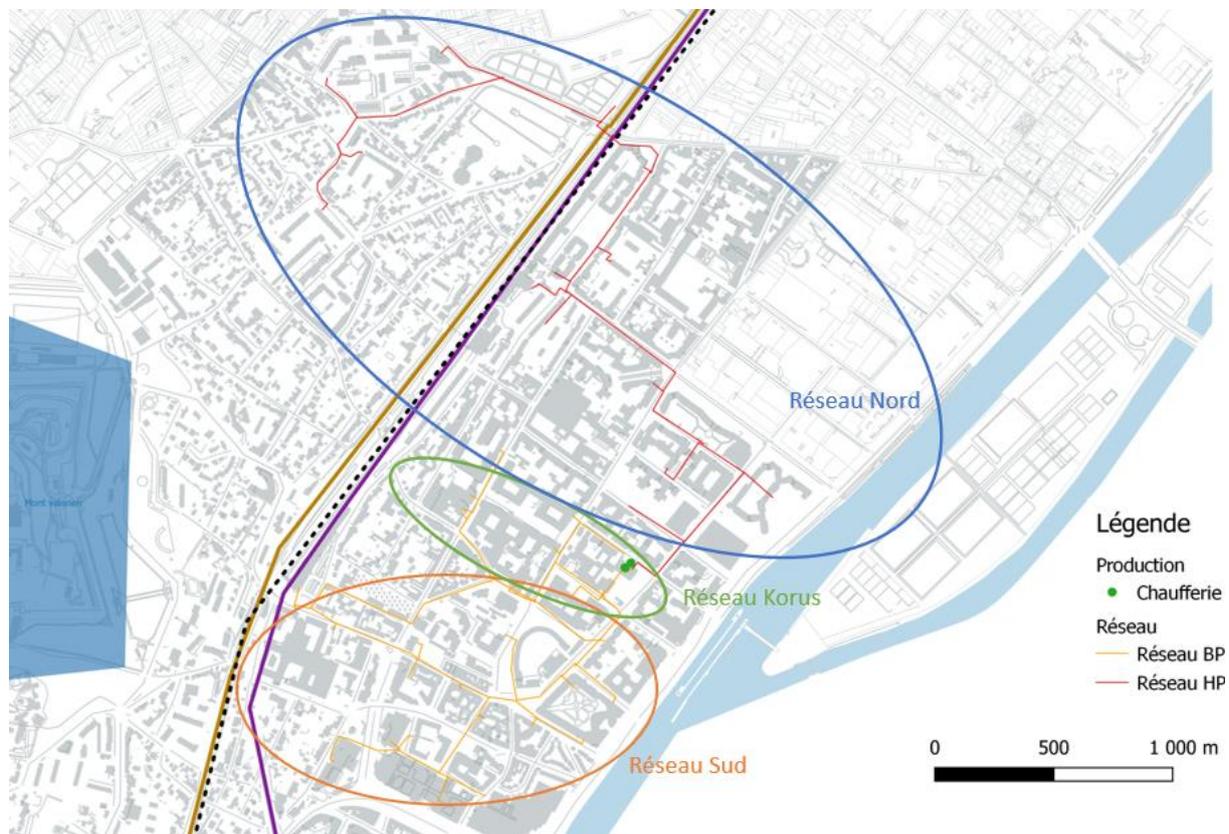
## Audit technique

### 1 Présentation générale du réseau

#### 1.1 Plan du réseau

Le réseau de chaleur de Suresnes est implanté dans le centre-ville. La chaufferie est située 24 rue Pagès. Le réseau comporte 3 branches:

- Branche Nord : 3 km
- Branche Sud : 2,5 km
- Branche Korus : 1,2 km

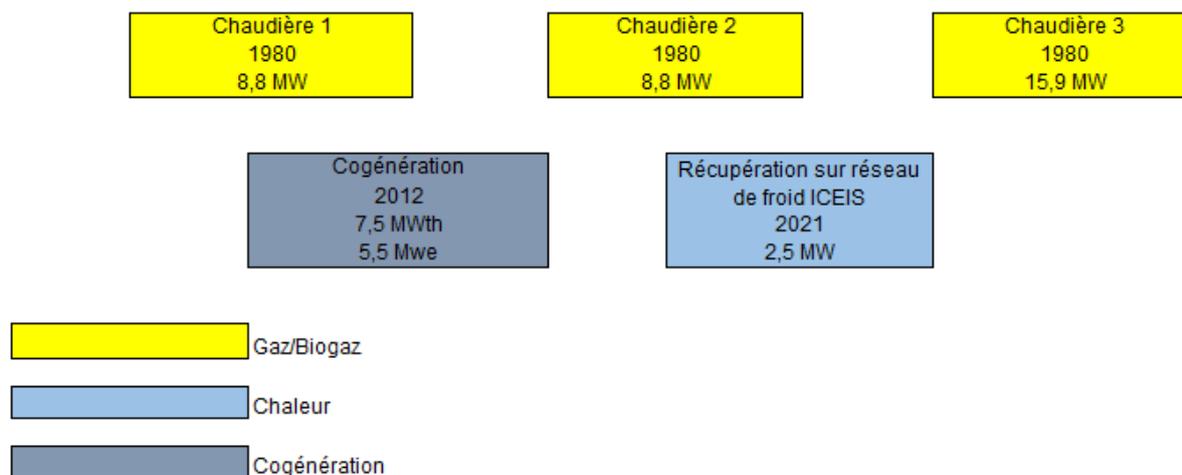


Tracé du réseau

Le plan détaillé du réseau sous format pdf est disponible en annexe.

## 1.2 Production

Schématisation de la production :



Le réseau de chauffage urbain dispose d'une puissance de production globale de 44 MW.

La puissance maximale appelée pour une température de référence de -7°C est de 29MW. Le taux d'appel de puissance est donc de 66%.

Ces installations permettent ainsi une capacité actuelle d'environ 15MW pour le raccordement de nouvelles sous-stations.

	Total
<b>Puissance totale (MW)</b>	44 MW
<b>Age moyen</b>	27 ans
<b>Age moyen pondéré</b>	34 ans

L'âge des générateurs fournit une indication sur le risque de dysfonctionnement de ceux-ci.

L'âge pondéré fournit une indication supplémentaire en ajoutant la notion de pondération par la puissance. En effet, une chaudière de faible puissance n'a pas le même impact qu'une chaudière importante.

Le réseau a un âge pondéré de 34 ans traduisant la vétusté des chaudières qui datent des années 1980 (42 ans hors cogénération et récupération ICEIS).

Le bruleur de la chaudière 1 est en cours de remplacement, néanmoins les chaudières sont en fin de vie et des investissements devront être prévus sur ces installations dans la prochaine DSP.

La cogénération est une turbine gaz Taurus 60. La récupération post-combustion n'est plus utilisée car dégrade les performances, elle est néanmoins fonctionnelle. La turbine date de 1999 mais une maintenance importante a été faite en 2012. Le contrat de vente d'électricité se termine en 2024 à la fin de la DSP et ne sera pas reconduit. Un nouveau moyen de production devra être étudié pour compenser la perte de la cogénération.

En 2021 la production a été modifiée pour intégrer la récupération de chaleur du réseau de froid ICEIS dont la centrale se situe dans le bâtiment attenant à la chaufferie. Des pompes à chaleur ont été posées du côté du réseau ICEIS. Dans la chaufferie du réseau de chaleur des échangeurs tubulaires BP/HP ont été installés et des modifications hydrauliques ont été réalisées pour permettre le basculement entre le mode hiver et le mode été.

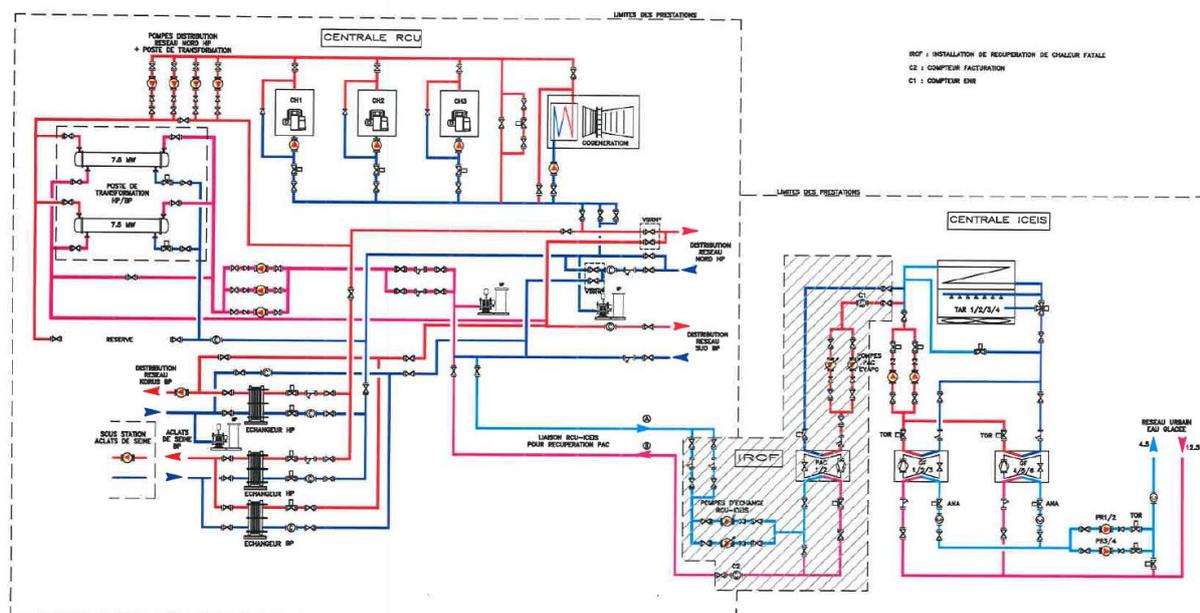
Mode hiver - de novembre à avril:

- **Cogénération en fonctionnement**, récupération ICEIS en fonctionnement préchauffage des retours, une des chaudières en appoint en fonction de la puissance nécessaire
- Réseau Nord desservi en HP par les pompes situées au RDC, **Réseau Sud desservi en BP après échangeur HP/BP par les pompes situées au R-1**
- Réseau Korus et sous-station Eclat de Seine desservis en BP

Mode été - de mai à octobre:

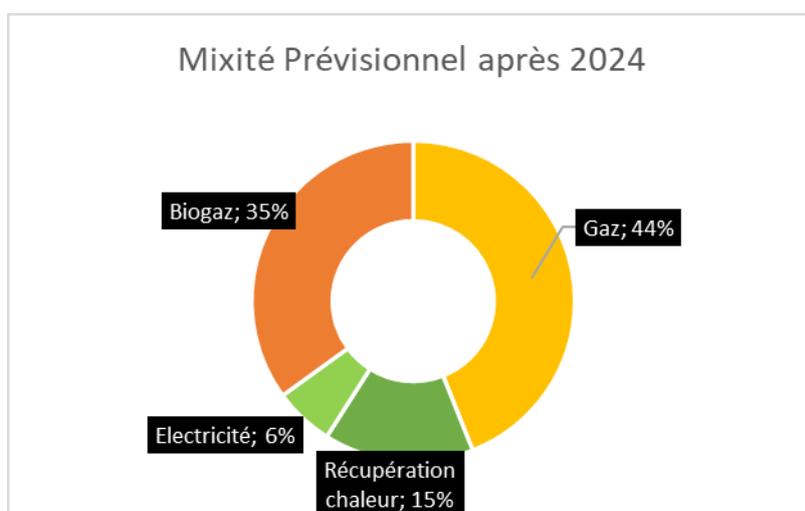
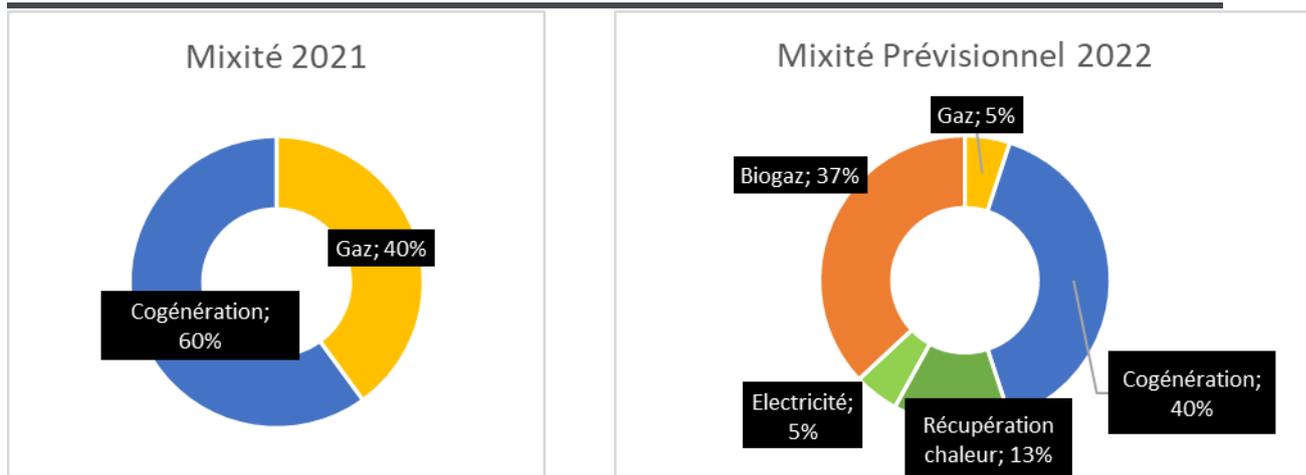
- Cogénération à l'arrêt, récupération ICEIS en fonctionnement, chaudière 1 en appoint
- **Réseaux Nord et Sud desservis en BP par les pompes situées au RDC**, augmentation du débit
- Réseau Korus et sous-station Eclat de Seine desservis en BP

Le schéma hydraulique de la centrale avec les limites de prestations est présenté ci-dessous:

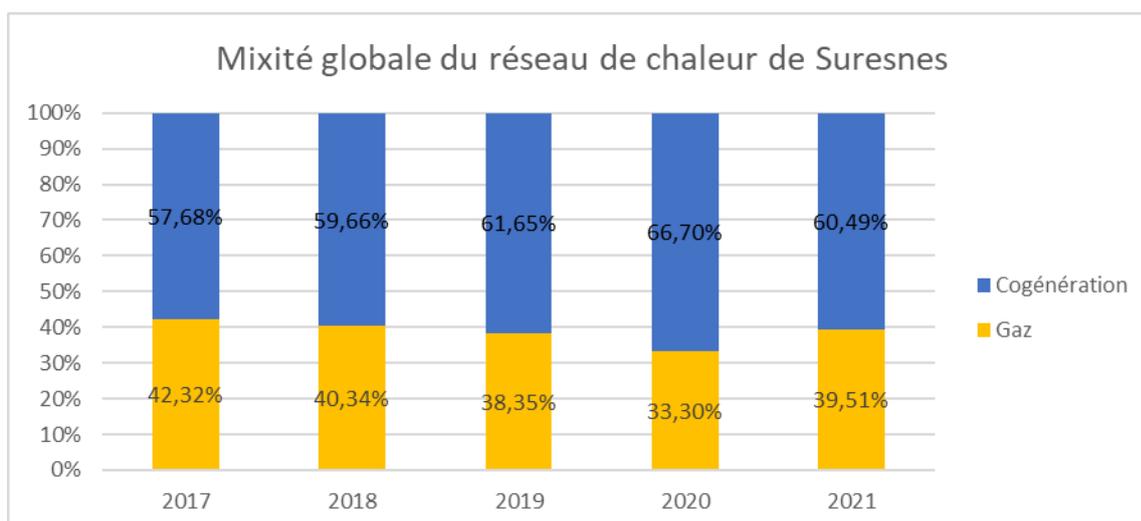


*Schéma hydraulique de la centrale de production*

L'intégration des énergies renouvelables (récupération de chaleur et biogaz) dans le réseau n'est effective que depuis 2022. Le mix énergétique prévisionnel permet d'atteindre 50% d'EnR&R.



Le mix énergétique du réseau avant 2022 est présenté dans le graphique ci-dessous. Le taux de couverture de la cogénération est d'environ 60% complété par les chaudières gaz.



### 1.3 Distribution

	Sud	Korus	Nord	Total
<b>Nombre de ml</b>	2 500	1 200	3 000	<b>6 700</b>
<b>Nombre de sous-stations</b>	24	8	16	<b>48</b>
<b>Puissance souscrite (kW)</b>	21 491	5 900	19 470	<b>46 861</b>
<b>Nombre d'équivalents logements</b>	3 582	983	3 245	<b>7 810</b>
<b>Régimes de température</b>	95°C/60°C	95°C/60°C	180°C-7°C 105°C-20°C	-
<b>Consos en sous station 2021 (MWh) Pour 2 228 DJU</b>	29 639	3 967	28 082	<b>61 688</b>
<b>Taux d'appoint en 2021 (m3)</b>	-	-	-	<b>2 148</b>
<b>Taux d'appoint en 2021 (m3/MWh)</b>	-	-	-	<b>0,03</b>

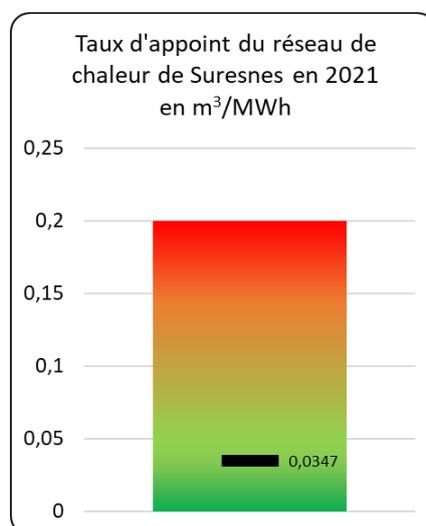
Le réseau Nord est en haute température (180°C) et certains échangeurs ainsi que la turbine et la chaufferie sont soumis ou néosoumis à la réglementation ESP (Equipements Sous Pression). Le passage du réseau en basse pression devra être étudié.

Néanmoins, le réseau Nord fonctionne en basse température l'été, alimenté par la récupération de chaleur ICEIS.

La quantité d'eau ajoutée sur le réseau pour compenser les pertes est un bon indicateur de son état. La moyenne annuelle s'établit à environ 100 m3/mois pour l'ensemble du réseau sur l'année 2021, mis à part les mois de novembre et décembre durant lesquelles des fuites étaient présentes.

AMORCE définit les valeurs à partir desquelles un taux d'appoint en eau peut être considéré comme correcte ou anormalement élevé:

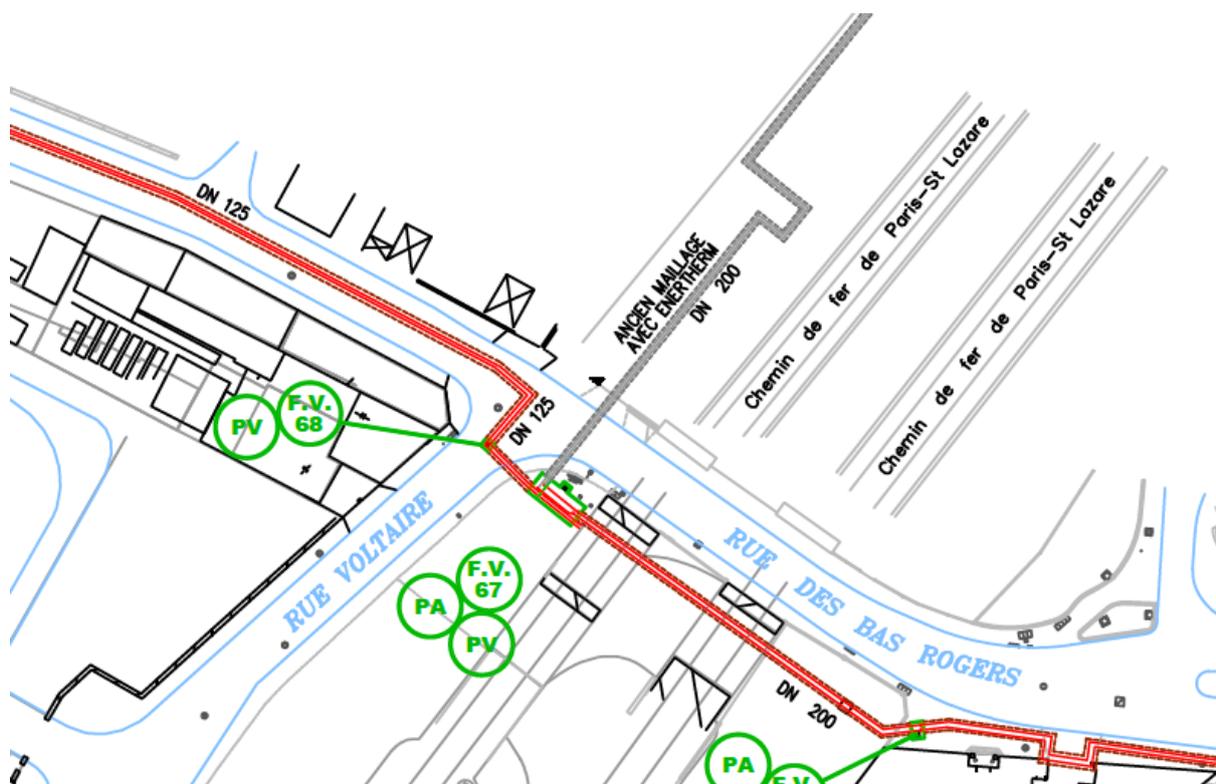
- Au-delà d'environ 0,150 m3/MWh, le taux peut commencer à être considéré comme élevé ;
- En dessous d'environ 0,050 m3/MWh, le taux d'appoint en eau est considéré comme très bon.



Les réseaux datent des années 70 et n'ont pas été rénovés. La branche Korus est plus récente.

Le taux d'appoint du réseau est globalement bon. Le rendement global du réseau (incluant production et distribution) est de 88%.

Nous notons que le réseau de chaleur de la défense, anciennement Enertherm, a déjà été connecté au réseau de Suresnes sur la branche nord. Une ancienne canalisation en DN200 est présente au niveau du carrefour entre les rue Voltaire et Bas Rogers. Cette interconnexion n'est plus utilisée aujourd'hui mais pourrait être réactivée via cette liaison existante.

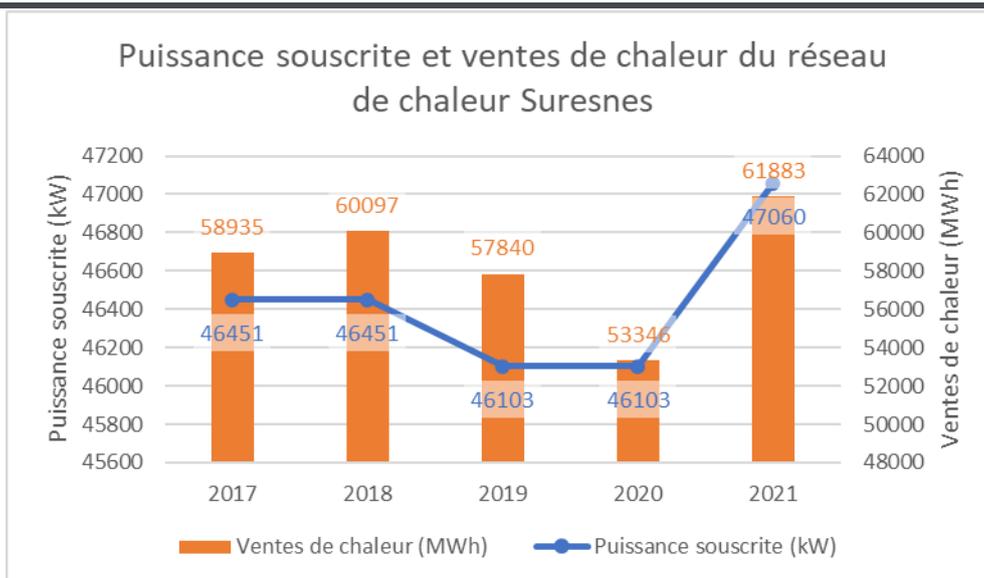


#### 1.4 Sous-stations

Le réseau alimente 48 sous-stations pour 87 abonnés. La majorité des abonnés sont des résidences, notamment les abonnés les plus importants en termes de consommations: Phase II, Phase III, HLM Les Chênes, Très Bourgeois, Rivière Seine.

La branche Korus alimente principalement des bâtiments tertiaires.

L'évolution de la puissance souscrite et des ventes de chaleur en sous-stations est présentée ci-dessous:



L'ensemble des sous-stations du réseau Sud ont été rénovées en 2021 pour le passage en basse pression suite à l'intégration de la récupération de chaleur ICEIS. Tout le matériel a été remplacé : échangeurs primaire, vannes, armoires électriques et régulations.

Les sous-stations du réseau Nord n'ont pas été rénovées et les échangeurs sont majoritairement vétustes. Les armoires électriques et régulation sont en cours de remplacement et seront toutes changées avant la fin de la DSP. La compatibilité avec le matériel Baeltz doit être vérifiée (concerne environ 5 sous-stations).

Les sous-stations du réseau Korus sont plus récentes, l'état du matériel est convenable.

### 1.5 Supervision

Le réseau est doté d'une GTC qui permet la supervision globale et le pilotage de la centrale de production. Une visualisation des pompes à chaleur du réseau de froid ICEIS est également disponible avec les principales caractéristiques liées à la récupération de chaleur. Les sous-stations ne sont pas reprises sur la GTC.

La GTC est mise à jour tous les ans. Le poste de pilotage est situé dans la chaufferie.

Les compteurs sont récents. Tous les compteurs des sous-stations du réseau Sud ont été remplacés en 2021.

## 2 Audit technique

### 2.1 Contrat et limites de prestations

Le contrat de Délégation de Service Public est confié à la société Soclis, société dédiée, filiale de Dalkia et Engie Solutions.

Durée du marché : 25 ans

Date d'effet : 31/05/1999

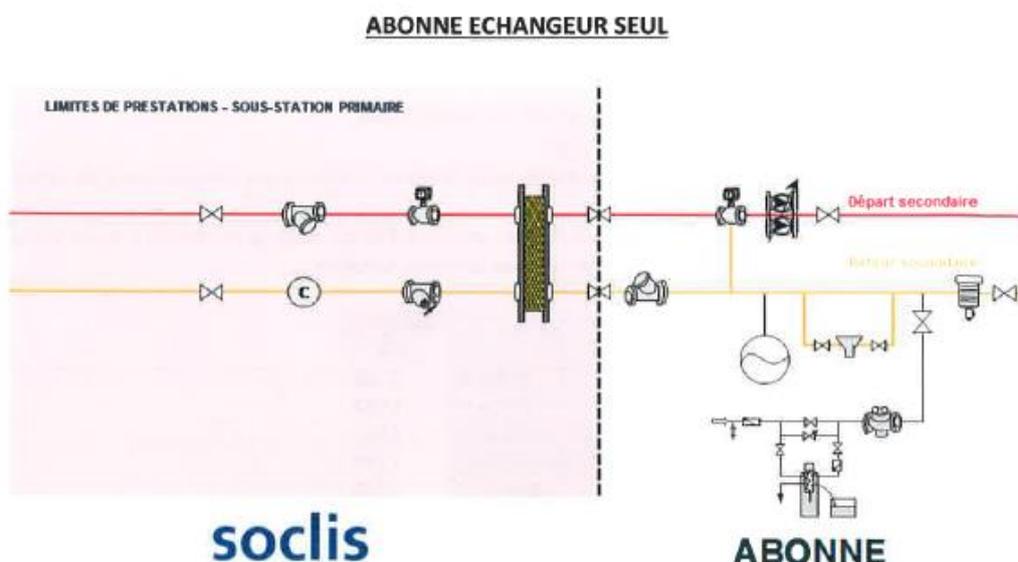
Date d'échéance : 31/05/2024



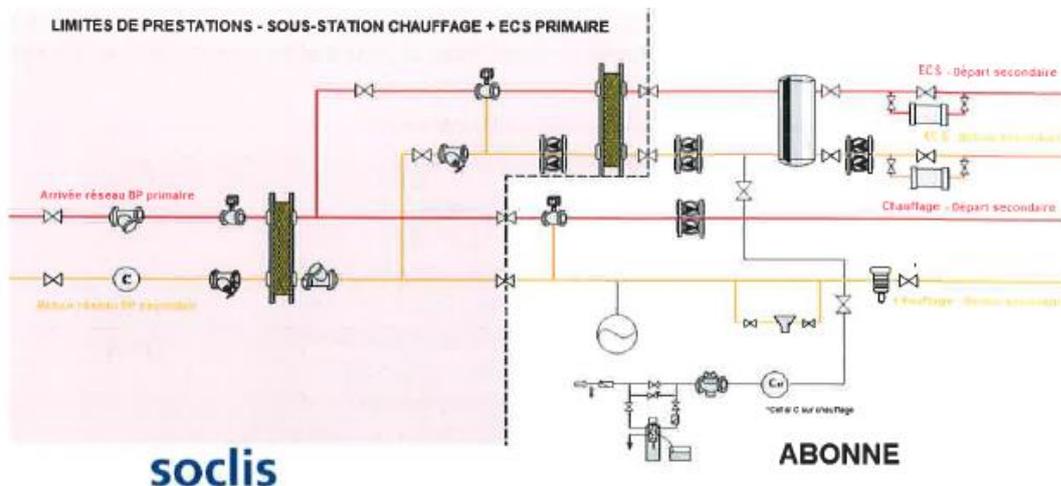
Le contrat de DSP arrive à échéance. C'est dans ce contexte et afin de construire le prochain contrat que SAGE Energie réalise un audit des installations.

Les limites de prestations sont en sortie des échangeurs Chauffage pour la majorité des sous-stations (ECS au secondaire si présent). Pour certaines sous-stations (environ 4) la production ECS est également incluse dans le périmètre de la DSP avec un échangeur ECS.

Dans certaines sous-stations HP/BP, la distribution de chaleur s'effectue également au travers d'échangeurs basse pression afin de séparer les réseaux d'abonnés raccordés sur le même branchement. On peut compter environ 32 abonnés raccordés dans ces conditions. Les échangeurs basse pression ne sont pas dans le périmètre de la DSP à l'exception de la sous-station 23 Sisley.



**ABONNE ECHANGEURS CHAUFFAGE + ECS SECONDAIRE (SOCLIS)**



*Schémas de principe des types de limites de prestations pour la majorité des sous-stations*

Concernant le contrat d'achat de chaleur avec ICEIS, les pompes à chaleur permettant de valoriser la chaleur fatale du réseau de froid sont dans le périmètre d'ICEIS (cf. schéma hydraulique partie 1.2 du présent rapport).

Concernant l'intégration de biogaz dans le réseau, conformément à l'avenant 5 à la DSP, Soclis achète des Certificats de Garantie d'Origine auprès de son fournisseur de gaz.

## 2.2 Gestion de l'exploitation

L'exploitation du réseau est géré par un partenariat entre Dalkia et Engie Solutions. Les équipes de Dalkia exploitent la centrale de production et les équipes d'Engie Solutions gèrent les sous-stations.

La partie production mobilise 3 techniciens et la partie sous-stations 1 technicien. L'équipe est complétée par l'encadrement Dalkia et Engie Solutions.

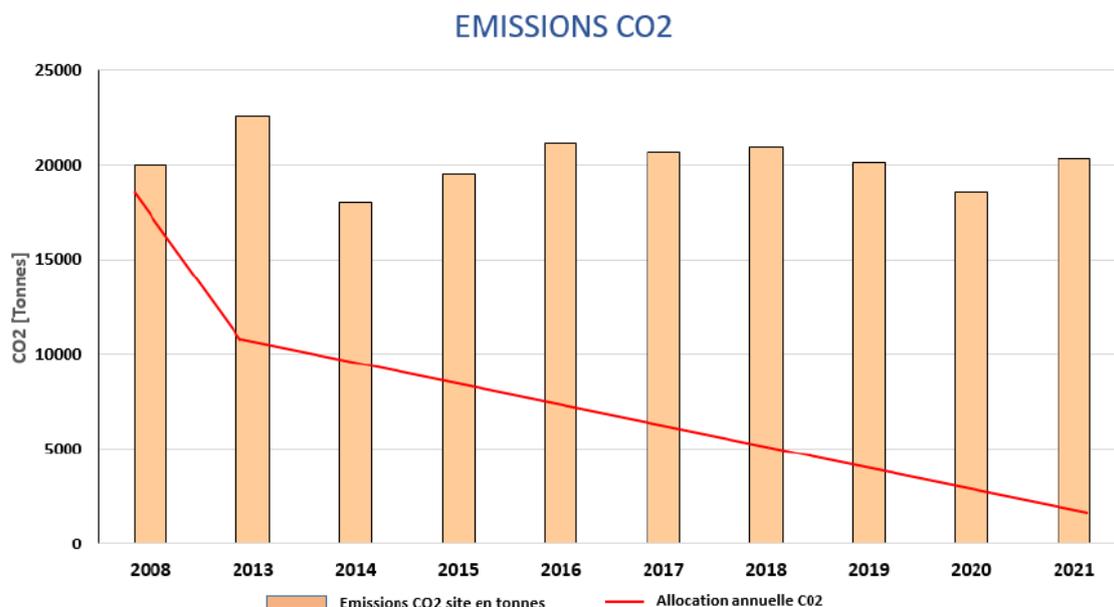
La chaufferie est autocontrôlée, les contrôles sont fait toutes les 24h en mode hiver. Pas d'incident majeur n'est à relever sur les dernières années.

Les derniers rapports d'analyse et contrôles réglementaires sont conformes. Le tableau ci-dessous présente les dates des derniers contrôles. Les contrôles sécurité incendie sont en cours (désenfumage réalisé en juin 2022).

Contrôles réglementaires	Périodicité	Dernier contrôle
Compteurs	Annuel	mars-22
Foudre	Annuel	mars-22
Disconnecteur	Annuel	nov-21
Détection gaz	Semestriel	avr-22
Soupape	Annuel	janv-22
Pressostat et thermostat	Semestriel	févr-22
Analyses eau	Tous les 2 mois	juil-22

<b>Analyses fumées</b>	Semestriel	mars-22
<b>Chaudières</b>	Tous les 2 ans, Requalification tous les 10 ans	Requalification chaudière 1 en 2019
<b>Sécurité incendie</b>	Annuel	juin-22
<b>Electricité</b>	Annuel	déc-21
<b>Mécanique</b>	Annuel	juil-22

Le calcul des quotas d'émissions de CO2 est présenté ci-dessous:



Les quotas de CO2 alloués sont en diminution progressive depuis 2013. En 2021 l'allocation est de 2 821 tonnes de CO2 pour une émission de 20 341 tonnes. En 2022 ces émissions devraient diminuer suite à l'intégration de la récupération de chaleur fatale sur le réseau.

### 2.3 Remarques et conclusions générales

Dans son ensemble, le réseau de chaleur présente un bon état de fonctionnement. Cela se mesure d'une part par le faible nombre de perturbations ressenties sur le réseau, mais aussi par les investissements réalisés sur chaque ensemble (production, distribution et sous-stations).

Les investissements récents ont été portés à la fois sur l'adaptation du réseau pour intégrer la récupération de chaleur fatale ICEIS et également sur le passage de toute la branche Sud en basse pression. Ces modifications, contractualisées dans l'avenant 5, vont dans le sens de la démarche de verdissement du réseau portée par la Ville de Suresnes. Soclis s'est engagé à fournir le réseau en EnR&R à hauteur d'au moins 50%.

Des investissements ont également été fait sur les chaudières et la cogénération :

- Rénovation en 2012 de la turbine
- Remplacement du bruleur de la chaudière 1 en cours en 2022

Dans les sous-stations, l'ensemble des armoires électriques, régulations et compteurs ont été remplacés en 2021 sur la branche Sud avec la rénovation des sous-stations. Le remplacement des armoires électriques et régulations sur la branche Nord est en cours.

Des évolutions sont prévues pour les abonnés avec notamment 4 projets de raccordement d'ici 2024:

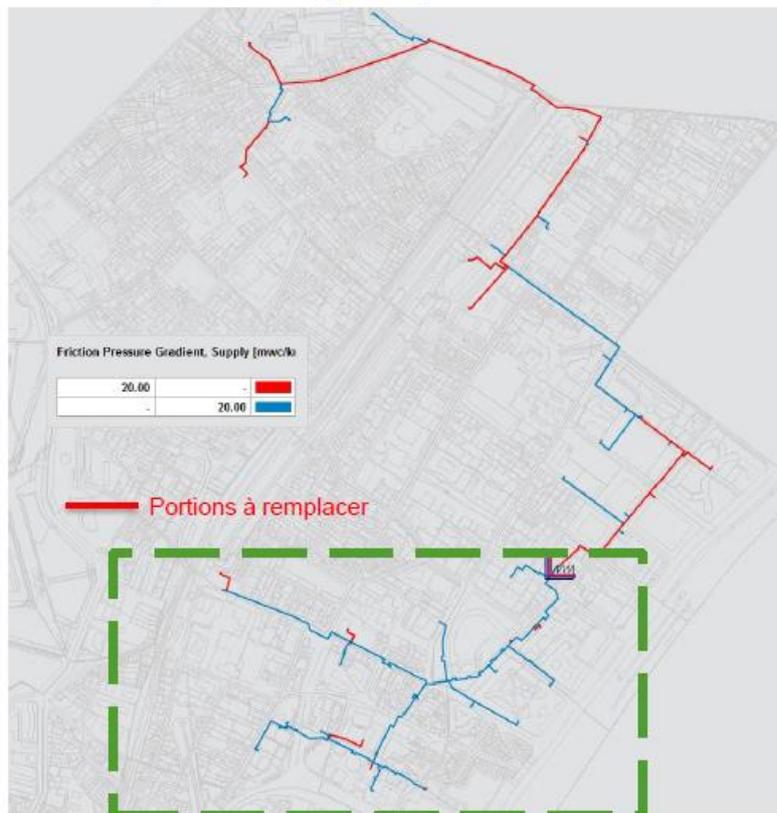
- COGEDIM Paris Métropole : immeuble de logements (projet Résonance) situé au 50 rue de Verdun et 6-14 rue Benoit Malon, en cours de raccordement, mise en service en 2022
- Travaux de restructuration du bâtiment situé 24-28 Av. du Général de Gaulle (logements et bureaux) en cours, mise en service envisagée en 2022.
- Projet construction Bâtiment Murmures et Vita situé au 42 rue Rouget de Lisle en cours de raccordement, mise en service envisagée début 2023
- Projet Immobilier 33 Quai Gallieni Hôtel + Logements, prospection en cours

Pour le futur contrat de DSP, une réflexion devra être menée sur les points suivants:

- **Cogénération:** le contrat de rachat se terminant avec la fin de la DSP actuelle, une nouvelle solution devra être proposée par les candidats : utilisation sur le marché libre ou vente de l'outil. De nouvelles sources de production EnR&R devront être trouvées pour compenser la perte de la cogénération et atteindre un minimum de 65% d'EnR&R pour débloquer des subventions auprès de l'ADEME. Des solutions de récupération de chaleur et interconnexions avec les réseaux à proximité seront étudiées (réseau de chaleur de la Défense notamment via les canalisations existantes).
- **Remplacement des chaudières :** nous préconisons la rénovation des équipements vétustes (à imposer ou non aux candidats) car ceux-ci ne pourront pas être conservés en l'état pendant toute la durée de la prochaine DSP.
- **Passage du réseau en basse pression:** le réseau Nord (3 000 ml) est un réseau haute température (180°C) qui fonctionne en haute pression en hiver. Nous préconisons le passage de tout le réseau en basse température (<100°C). Un réseau basse température véhicule moins d'énergie et peu nécessiter une augmentation de diamètre pour alimenter les abonnés, mais permet à la fois une meilleure intégration des EnR&R (énergies de récupération notamment) mais est aussi plus facile à exploiter, moins dangereux en cas de problème, moins cher et est soumis à moins de contraintes réglementaires. Le passage en basse pression du réseau semble être une nécessité sur la prochaine DSP qui vise à intégrer de nouvelles sources d'EnR&R (à imposer ou non aux candidats). Une telle évolution implique le remplacement de certains tronçons du réseau afin de véhiculer la même quantité d'énergie à des régimes de température moindre. Cela entraînerait le remplacement d'environ 3/4 du réseau ainsi que le remplacement de tous les échangeurs en sous-stations à l'instar de ce qui a été fait sur le réseau Sud.

### Hypothèses :

- Delta de température Aller/Retour de 35°C
- Coefficient de perte de charge linéique maximum de 20 mmCE/ml<sup>1</sup>



1. 20 mmCE/ml pour les feeders et plus pour les antennes issues de l'étude FNCCR (règles de l'art)

#### Plan des tronçons à remplacer pour le passage en basse pression du réseau

- **Rénovation du réseau:** malgré son faible taux de fuite, le réseau n'ayant été que très peu rénové depuis sa création dans les années 1970, nous préconisons un plan de rénovation des tronçons durant la prochaine DSP. Les tronçons les plus anciens ou présentant le plus de fuites doivent être ciblés. Cette rénovation pourra s'accompagner d'une augmentation des diamètres afin de prévoir le passage en basse pression et le développement du réseau.
- **Rénovation des sous-stations:** nous préconisons la rénovation des sous-stations les plus anciennes. Cela concerne surtout le réseau Nord dont les sous-stations ont été peu rénovées et qui sont soumises à des contrôles réguliers dû au fonctionnement en haute pression. La plupart des échangeurs de ces sous-stations sont vétustes.
- **Classement du réseau:** le réseau n'étant pas classé, de nombreux bâtiments en construction qui pourraient être raccordés choisissent de ne pas le faire. Le classement d'un réseau de chaleur impose le raccordement obligatoire des bâtiments neufs sur le périmètre du réseau. Cela permet de favoriser le développement du réseau et la sécurisation de l'équilibre économique de la DSP. Suite à l'intégration de 50% d'EnR&R dans la mixité énergétique, le réseau de Suresnes va être classé automatiquement. Une délibération pourra être réalisée afin de définir le périmètre de développement prioritaire (par défaut: périmètre de la concession).

## 2.4 Fiches d'audit

En annexe de ce rapport nous présentons les sites de production et les sous stations de chaque réseau. Un code couleur est utilisé pour représenter les 3 réseaux.

N° site	Site	Adresse	Date de visite
1	PRODUCTION CENTRALE	-	21/06/2022
2	SST ÉCLAT DE SEINE	1, rue Salomon de Rothschild	21/06/2022
<b>Réseau Korus</b>			
3	CUISINE CENTRALE	47, rue Carnot	04/07/2022
4	SERVICES TECHNIQUES	61, rue Carnot	04/07/2022
5	BAT A	35/37, rue de Verdun	04/07/2022
6	BAT B	51, rue Carnot	04/07/2022
7	BAT EF	51, rue Carnot	04/07/2022
8	L'INNATENDU	-	04/07/2022
9	BATIMENT CD	31/33, rue de Verdun	04/07/2022
<b>Réseau Nord</b>			
10	IER	3 rue S. de Rothschild	04/07/2022
11	SNC BENOÎT MALON	4, rue Salomon de Rothschild	04/07/2022
12	LES CHÊNES	1 à 29, allée des Jonquilles	04/07/2022
13	DANTON	1 à 15, allée des Pinsons	04/07/2022
14	BAT D TRÈS BOURGEOIS	1 à 7 et 2 à 12, rue des Myosotis	04/07/2022
15	BELMONT	69/71, rue des Bas Rogers	04/07/2022
16	BAS ROGER	Rue Gambetta, allée Santos Dumont, avenue G. Pompidou	04/07/2022
17	TIVOLI	142/152, rue Gambetta	04/07/2022
18	RATRAIT	Rue Gambetta, allée Santos Dumont	04/07/2022
19	BELVEDERE	65 et 65ter, rue Gambetta	04/07/2022
20	CARNOT GAMBETTA	2 à 22, allée des Mimosas	04/07/2022
21	ROUGET DE L'ISLE	23 à 31, rue Rouget de Lisle	04/07/2022
22	QUAI OUEST	Avenue Georges Pompidou, rue S. de Rothschild	04/07/2022
23	RIVIÈRE SEINE / SISLEY	9 à 17, rue du Commandant Rivière	04/07/2022
24	SG SD SE/SF	Avenue G. Pompidou, rue Salomon de Rothschild	04/07/2022
25	CHEVROLET	97/99, rue de Verdun	-
<b>Réseau Sud</b>			
26	GALLIENI	10/12, rue Ledru Rollin	21/06/2022
27	ZAC BAC - BUREAUX	22, quai Galliéni	21/06/2022
28	ZAC BAC - LOGEMENTS	Rue Ledru Rollin	21/06/2022
29	ZAC BAC - BOURRETS	9/11/17, rue du Bac	21/06/2022
30	PHASE 2 - TÊTE DE PONT 1	2/6, allée des Rives de Bagatelles	21/06/2022
31	PHASE 2 - TÊTE DE PONT 2	2/6, allée des Rives de Bagatelles	21/06/2022
32	PHASE 5	10, rue Etienne Dolet	21/06/2022
33	PHASE 4	Rue Emile Zola	21/06/2022
34	PHASE 3	Rue Charles Peguy	21/06/2022

35	HENRI IV	36bis à 38bis, rue Emile Zola	21/06/2022
36	CENTRE ADMINISTRATIF	7, rue du Mont Valérien	21/06/2022
37	FIZEAU	6/8/10, rue Fizeau	21/06/2022
38	HÔTEL DE VILLE	2, rue Carnot	21/06/2022
39	FRANKLIN ROOSEVELT / ZAC DES DEUX GARES	34, avenue F. Roosevelt	21/06/2022
40	COOP / HOTEL DES IMPOTS	14, rue Merlin de Thionville	21/06/2022
41	PLR A B	20, rue Merlin de Thionville	21/06/2022
42	AIDE SOCIALE	28, rue Merlin de Thionville	21/06/2022
43	PLR C D	20, rue Merlin de Thionville	21/06/2022
44	ARCADIE	11/17, rue de Verdun	21/06/2022
45	PHASE 1 - NANTERRE	2, quater rue d'Estienne d'Orves	21/06/2022
46	CITÉ DE L'EUROPE	4 à 14, rue de Verdun	21/06/2022
47	DGI	13 à 17, rue Pagès	04/07/2022
48	PACEMAR	2, rue du Bac	04/07/2022
49	JULES FERRY	Rue Jules Ferry	04/07/2022

## Audit juridique

---

### Contexte

---

La Commune de Suresnes (ci-après la « **Commune** » ou « **Autorité délégante** ») a confié par délibération du 30 mars 1999, l'exploitation de son service de production et de distribution publique d'énergie calorifique (ci-après le « **Service délégué** ») au groupement constitué par les sociétés DALKIA, ELYO et SOCLIS (ci-après, le « **Déléataire** »), pour une durée de 25 ans (ci-après le « **Contrat** » ou « **DSP** »).

Au cours d'exécution du Contrat, ce dernier a été modifié par les avenants suivants :

- Avenant n° 1 en date du 28 février 2000 modifiant les conditions de financement des ouvrages en premier établissement, notamment sur les travaux de passage au gaz naturel et de cogénération ;
- Avenant n°2 en date du 27 septembre 2007 précisant les informations que le Déléataire a l'obligation de transmettre à l'Autorité concédante dans le cadre des rapports annuels, techniques et financiers ;
- Avenant n° 3 en date du 5 juillet 2013 modifiant les modalités de réalisation et de financement des investissements réalisés par le Déléataire consistant en la rénovation des installations existantes de cogénération, créant de nouvelles conditions tarifaires et de révision de ces tarifs, mettant en cohérence les dispositions actuelles du contrat avec les contraintes légales et réglementaires, et prévoyant de nouvelles modalités de gestion des Quotas d'émission de gaz à effet de serre et du compte de gros entretien et renouvellement ;
- Avenant n°4 en date du 2 mars 2015 mettant à jour les conditions tarifaires et les formules d'indexation afférentes dans le cadre de la suppression des tarifs réglementés ;
- Avenant n° 5 en date du 30 septembre 2020 autorisant le Déléataire à signer la convention de vente de chaleur, lui confiant la conception, la réalisation et l'exploitation et le financement de nouveaux ouvrages afin de permettre la récupération de l'énergie renouvelable et de récupération issue de l'Installation de Récupération de Chaleur Fatale objet de la convention de vente de chaleur et autorisant le Déléataire à acheter des Certificats de Garanties d'origines.

#### 1. Sur la convention de délégation de service public pour l'exploitation du service du réseau de chaleur

---

L'étude présentera les caractéristiques générales de la DSP (**1.1.**) avant d'analyser plus spécifiquement ses différents aspects (**1.2.**).

##### 1.1. Les caractéristiques générales de la convention

A la suite du rappel des différentes caractéristiques des contrats de concession auxquels appartient la DSP (**1.1.1.**), il sera procédé à la description de ses caractéristiques essentielles (**1.1.2.**) ainsi que de sa durée (**1.1.3.**).

### 1.1.1. Nature juridique de la DSP

Les délégations de service public sont régies par les articles L. 1411-1 et suivants du code général des collectivités territoriales (« **CGCT** »). Dans sa rédaction en vigueur au moment de la conclusion du contrat, l'article L. 1411-1 du CGCT définissait la délégation de service public comme :

*« un contrat par lequel une personne morale de droit public confie la gestion d'un service public dont elle a la responsabilité à un délégataire public ou privé, dont la rémunération est substantiellement liée aux résultats de l'exploitation du service. Le délégataire peut être chargé de construire des ouvrages ou d'acquérir des biens nécessaires au service. »*

Conformément au code de la commande publique (« **CCP** »), applicable depuis le 1<sup>er</sup> avril 2016, les délégations de service public font aujourd'hui partie de la catégorie plus large des concessions définies par l'article L. 1121-1 comme :

*« un contrat par lequel une ou plusieurs autorités concédantes soumises au présent code confient l'exécution de travaux ou la gestion d'un service à un ou plusieurs opérateurs économiques, à qui est transféré un risque lié à l'exploitation de l'ouvrage ou du service, en contrepartie soit du droit d'exploiter l'ouvrage ou le service qui fait l'objet du contrat, soit de ce droit assorti d'un prix.*

*La part de risque transférée au concessionnaire implique une réelle exposition aux aléas du marché, de sorte que toute perte potentielle supportée par le concessionnaire ne doit pas être purement théorique ou négligeable. Le concessionnaire assume le risque d'exploitation lorsque, dans des conditions d'exploitation normales, il n'est pas assuré d'amortir les investissements ou les coûts, liés à l'exploitation de l'ouvrage ou du service, qu'il a supportés. »*

Les contrats de concession de travaux et de services sont des contrats conclus par écrit et à titre onéreux par lesquels une autorité concédante confie l'exploitation de travaux pour les premières ou la prestation et la gestion de services pour les secondes à un ou plusieurs concessionnaires à qui est transféré un risque d'exploitation de l'ouvrage ou du service et dont la contrepartie consiste soit uniquement dans le droit d'exploiter les ouvrages ou services, soit dans ce droit accompagné d'un prix. Ainsi, deux éléments cumulatifs permettent d'identifier une concession :

- Son objet ;
- L'existence d'un transfert de risque.

Dans ce contexte, conformément à l'article 20 de l'ordonnance n° 2018-1074 du 26 novembre 2018 portant partie législative du code de la commande publique, les dispositions de ce code ne s'appliquent qu'aux concessions pour lesquelles une consultation a été engagée, ou un avis de concession a été envoyé à la publication, à compter du 1<sup>er</sup> avril 2019.

Toutefois, un dispositif d'entrée en vigueur spécifique est prévu pour les dispositions relatives à la modification des contrats de concession en cours d'exécution et à la résiliation du contrat par l'autorité concédante (articles L. 3135-1 et L. 3136-6 du CCP). Celles-ci s'appliquent également aux concessions

conclues ou pour lesquelles une procédure de passation a été engagée ou un avis de concession a été envoyé à la publication avant le 1<sup>er</sup> avril 2016 (2° de l'article 20 de l'ordonnance n° 2018-1074).

Ainsi, la DSP ayant été signée en 1999, elle n'est pas, en principe, soumise aux dispositions du code de la commande publique. Par exception à ce principe, certaines dispositions, relatives à la modification du contrat en cours d'exécution, demeurent applicables.

1.1.2. *Tableau de synthèse des caractéristiques essentielles de la DSP*

Caractéristiques essentielles de la DSP	
<b>Autorité délégante</b>	La commune de Suresnes
<b>Délégataire</b>	Groupement DALKIA / ELYO / SOCLIS
<b>Prise d'effet</b>	31 mai 1999
<b>Durée</b>	25 ans à compter de la notification
<b>Objet</b>	Exploitation du service public de distribution de chauffage urbain de Suresnes et, comprenant en particulier : <ul style="list-style-type: none"> <li>- L'exploitation, entretien, la surveillance, les réparations et le renouvellement de l'ensemble des ouvrages du service du réseau de chaleur mis à disposition par la Commune, 7 jours/7, la garantie de continuité du service ;</li> <li>- La réalisation des travaux définis par la DSP ;</li> <li>- Les relations avec les usagers du service.</li> </ul>
<b>Périmètre</b>	Commune de Suresnes

1.1.3. *Durée de la DSP (article 3)*

La DSP a une durée de 25 ans à compter de la notification du Contrat.

La DSP ne comporte pas de clause relative à son éventuelle reconduction ou à sa prolongation.

### ***La durée des conventions de délégation de service public***

Pour rappel, avant son abrogation au 1<sup>er</sup> avril 2016, l'article L. 1411-2 du CGCT prévoyait que la durée des conventions de délégation de service public était déterminée « *par la collectivité en fonction des prestations demandées au délégataire* ». Il précisait que « *lorsque les installations sont à la charge du délégataire, la convention de délégation tient compte, pour la détermination de sa durée, de la nature et du montant de l'investissement à réaliser et ne peut dans ce cas dépasser la durée normale d'amortissement des installations mises en œuvre* ».

Ainsi, la référence à la durée d'amortissement des investissements n'était mentionnée qu'en second rang « *lorsque les installations sont à la charge du délégataire* » et la jurisprudence a précisé que l'amortissement en cause est l'amortissement économique et non l'amortissement comptable. Comme il n'existe pas de réglementation des durées d'amortissement une marge de liberté importante subsistait.

A toutes fins utiles, il convient de relever que la logique s'est inversée à compter de l'entrée en vigueur des dispositions du décret n° 2016-86 du 1<sup>er</sup> février 2016 *relatif aux contrats de concession* qui ont été reprises par l'article R. 3114-2 du CCP, lequel indique désormais que « *pour les contrats de concession d'une durée supérieure à cinq ans, la durée du contrat ne doit pas excéder le temps raisonnablement escompté par le concessionnaire pour qu'il amortisse les investissements réalisés pour l'exploitation des ouvrages ou services avec un retour sur les capitaux investis, compte tenu des investissements nécessaires à l'exécution du contrat* ». Ainsi, les contrats de concession qui comportent peu ou pas d'investissement – à savoir principalement les contrats d'affermage – auront une durée plafonnée à cinq ans.

Néanmoins, comme rappelé (*supra* **1.1.1.**), ces dispositions ne sont pas applicables aux contrats conclus avant le 1<sup>er</sup> avril 2016.

## 1.2. Analyse des principales clauses de la DSP

Seront ci-après étudiées les clauses relatives :

- Aux biens concédés (**1.2.1.**) ;
- Aux engagements du Délégataire portant sur l'exploitation du Service (**1.2.2.**) ;
- A la maîtrise d'ouvrage et au financement des travaux (**1.2.3.**) ;
- Aux pénalités encourues (**1.2.4.**) ;
- A l'équilibre financier de la DSP (**1.2.5.**)
- Aux contrats et aux conditions d'accès au Réseau (**1.2.6.**) ;
- Au contrôle de la DSP exercé par l'Autorité délégante (**1.2.7.**) ;
- A la fin de la DSP (**1.2.8.**).

### 1.2.1. Biens concédés (article 8)

L'article 8 mentionne que les installations mises à disposition à la date de la signature ou en cours d'exécution du présent contrat désignent :

- Tous les biens immobiliers existants du service, compris dans le périmètre de la concession, dont un inventaire quantitatif est réalisé en annexe 3 du Contrat ;
- Les ouvrages établis ou acquis par le concessionnaire et réalisés dans le cadre de son programme de travaux neufs prévus par l'article 23 ;

Plus précisément, l'article 8 de la DSP prévoit l'établissement d'un inventaire quantitatif et qualitatif ayant pour objet de dresser la liste de tous les ouvrages, équipements et installations du Service délégué remis au Déléguataire. Cet inventaire, qui doit être tenu et mis à jour chaque année (article 8.3) par le Déléguataire sous forme de compte rendu technique (article 68), comprend tous les biens et équipements faisant partie intégrante de la concession et devant être remis à la Commune à l'issue de la DSP (article 86).

#### **Régime des biens de retour et des biens de reprise**

*(à rapprocher de l'encadré au 1.2.8.3.)*

Aujourd'hui, l'article L. 3132-4 du CCP prévoit de manière précise le régime de ces biens :

*« Lorsqu'une autorité concédante de droit public a conclu un contrat de concession de travaux ou a concédé la gestion d'un service public :*

*1° Les biens, meubles ou immeubles, qui résultent d'investissements du concessionnaire et sont nécessaires au fonctionnement du service public sont les biens de retour. Dans le silence du contrat, ils sont et demeurent la propriété de la personne publique dès leur réalisation ou leur acquisition ».*

Les biens de retour sont considérés comme étant la propriété du concédant, et ce même dans les cas où ils ont été financés par le Déléguataire.

*« 2° Les biens, meubles ou immeubles, qui ne sont pas remis au concessionnaire par l'autorité concédante de droit public et qui ne sont pas indispensables au fonctionnement du service public sont les biens de reprise. Ils sont la propriété du concessionnaire, sauf stipulation contraire prévue par le contrat de concession »*

Les biens de reprise peuvent toutefois devenir la propriété du concédant au terme de la concession dans le cas où il exerce son droit de reprise en contrepartie d'un prix à déterminer, sans que le Déléguataire ne puisse s'opposer à cette reprise comme le prévoit l'article L. 3132-5 du CCP.

*« 3° Les biens qui ne sont ni des biens de retour, ni des biens de reprise, sont des biens propres. Ils sont et demeurent la propriété du concessionnaire ».*

Dans le silence du contrat, le juge administratif tient compte du caractère nécessaire au fonctionnement du service public et donc indispensable à sa continuité pour identifier la catégorie à laquelle appartient les biens délégués, comme le rappelle un arrêt de principe du Conseil d'Etat qui considère que :

*« dans le cadre d'une délégation de service public ou d'une concession de travaux mettant à la charge du cocontractant les investissements correspondant à la création ou à l'acquisition des biens nécessaires au fonctionnement du service public, l'ensemble de ces biens, meubles ou immeubles, appartient, dans le silence de la convention, dès leur réalisation ou leur acquisition à la personne publique » (CE, Ass., 21 décembre 2012, Commune de Douai, n° 342788, p. 477).*

### 1.2.2. Engagements du Déléataire relatifs à l'exploitation du Service (articles 2, 6, 7, 11, 18 et 40 à 47)

Conformément à l'article 2 de la DSP, le Déléataire s'engage « à prendre en charge et financer les ouvrages existants, à les mettre en conformité selon les règles en vigueur à la date de signature du présent contrat, à les maintenir en conformité avec la réglementation tout au long de la durée du présent contrat, [...] les compléter et les moderniser, à établir et financer les nouveaux ouvrages et à exploiter le service public auquel ces ouvrages servent de support conformément au présent contrat ».

En outre, le même article prévoit que le Déléataire « agit à ses risques et périls, le tarif de la vente de chaleur contractuel devant lui permettre de couvrir ses dépenses et de s'assurer un bénéfice raisonnable ».

Le contrat opère un transfert du risque d'exploitation de façon courante et cohérente. On peut notamment relever que l'avenant n°5 impose le respect du taux de couverture EnR permettant le bénéfice du taux réduit de TVA. Dans le cadre de cet avenant, il est ainsi précisé que le Déléataire assume seul la charge des investissements et leur financement. De plus, le Déléataire garanti aux abonnés le bénéfice du taux réduit.

Ainsi afin de satisfaire à son obligation de desservir les usagers du Service délégué, le Déléataire est tenu d'exploiter, de surveiller, d'assurer le fonctionnement et l'entretien ainsi que les travaux, réparations ou le renouvellement (cf. articles 18 à 36) de l'ensemble des ouvrages constituant le réseau de chauffage urbain.

Le Déléataire est donc chargé de fournir de la chaleur aux usagers pour satisfaire à leurs besoins.

Il est donc tenu de réaliser, sur demande de la collectivité ou des propriétaires intéressés, toute extension particulière du réseau de canalisation et tout renforcement des installations qui en sont la collectivité lorsque lui est fourni des garanties de souscriptions de puissance et une participation aux frais de premier établissement dans les conditions prévues à l'article 11.

Il doit être également en mesure d'assurer la chaleur nécessaire aux bâtiments, dans la limite des puissances demandées par les abonnés pour le chauffage pendant la période de chauffage – du 15 septembre au 15 juin – et toute l'année pour l'eau chaude sanitaire (articles 40 et 47.2).

L'avenant n°5 introduit toutefois des causes exonératoires de responsabilité, au titre desquelles figure notamment le fait du tiers qui relève de conditions de mise en œuvre plus souples que la force majeure.

### 1.2.3. *Maîtrise d'ouvrage et modalités de financement des travaux (articles 8, 19, 21 à 25 et 49)*

#### 1.2.3.1. Investissements initiaux (article 8)

Aux termes de l'article 8 de la DSP, la Commune s'est engagée à mettre à disposition du Délégué les ouvrages correspondants à l'inventaire initial.

La DSP relève donc de la catégorie dite des conventions d'affermage, qui correspondent à l'hypothèse où les ouvrages nécessaires à l'exploitation du service sont remis au fermier par l'autorité délégante qui, en règle générale, en a assuré le financement, le fermier étant chargé de la maintenance de ces ouvrages et dans certains cas, de leur modernisation ou de leur extension (CE, 29 avril 1987, *Commune d'Elancourt*, n° 51022, p. 153).

#### 1.2.3.2. Travaux de premier établissement (article 21)

L'Autorité délégante est maître d'ouvrage des travaux de premier établissement. Toutefois, le Contrat précise que pour les nouveaux ouvrages dont l'amortissement excéderait l'échéance du Contrat, le Délégué doit requérir l'accord préalable écrit de la Commune.

Par ailleurs, si les parties ne trouvaient pas d'accord sur les indemnités de retour en fin de contrat des ouvrages résultant des travaux de premier établissement, l'Autorité délégante pourrait exiger la mise en concurrence par le Délégué de ces travaux.

#### 1.2.3.3. Travaux d'entretien et de grosses réparations (articles 19 et 49, avenant n° 3)

Le gros entretien comprend les réparations et tous les remplacements de pièces ou parties d'équipement individualisés, nécessaires au maintien des ouvrages en bon état de fonctionnement, qui ne relèvent pas du petit entretien. Il englobe notamment les contrôles réglementaires ainsi que les réparations des sinistres et dégâts causés par des tiers.

L'avenant n°3 à la DSP prévoit l'obligation pour le Déléataire d'ouvrir et de tenir dans sa comptabilité un compte de GER.

Le Déléataire s'engage à fournir à la Commune ou à son organisme de contrôle, tous les documents techniques et financiers relatifs à la programmation, la contractualisation et l'exécution des opérations de renouvellement exécutées par ses soins. Il présente les coûts réels sur facture et par fiche d'intervention. En outre, il doit conserver dans les archives du service, sur la durée du contrat, tous les documents permettant l'exercice de ce pouvoir de contrôle.

A l'expiration du contrat, à son terme normal ou de manière anticipée et ce quel qu'en soit le motif, le solde du compte s'il est positif est partagé entre l'Autorité délégante (75%) et le Déléataire (25%) ce qui correspond à une bonne pratique. S'il est négatif, le solde restera à la charge du Déléataire.

#### ***Le compte de gros entretien et renouvellement dans les délégations de service public***

En pratique, il est assez courant de prévoir, au sein des contrats de délégation de service public, que le solde restant du compte GER est partagé entre le délégataire et l'autorité délégante. La clé de répartition du solde du compte GER varie selon les contrats, cela peut-être à parts égales ou 60, 70, 80% pour l'autorité délégante et le reste pour le délégataire. Le cas échéant, la définition du périmètre des opérations imputables au compte GER est fixée avec précision car l'autorité concédante estime que, s'ils ne sont pas dépensés, ces fonds lui reviennent de droit.

Les conditions d'imputation des dépenses au compte GER peuvent concerner le contrat en cours d'exécution mais également la fin de contrat. Ainsi dans certains contrats, il est prévu qu'à l'issue d'un inventaire de fin de contrat des biens de la concession, les travaux à effectuer sur les installations pour leur restitution « en état normal d'entretien » et éventuellement pour l'achat de pièces de rechange indispensables sont imputables au compte GER.

De façon générale, les parties s'interrogent régulièrement sur l'existence et le devenir d'un éventuel solde positif du compte GER, lorsque le contrat ne mentionne pas l'affectation de l'éventuel solde positif en fin de contrat.

Par un arrêt du 23 décembre 2009, le Conseil d'Etat a jugé qu'en l'absence de clause expresse sur ce point, dès lors que les recettes - spécifiquement affectées à un compte de fonds de travaux dont l'ouverture était imposée par les stipulations de la concession - étaient réservées au financement des travaux de gros entretien ou d'agencements portant sur des biens appartenant à la collectivité concédante, le solde positif de ce compte dédié auxdits travaux ne pouvait revenir qu'à la commune concédante en fin de concession (CE, 23 décembre 2009, *Société des pompes funèbres OGF*, n° 305478).

Au titre d'une interprétation plutôt restrictive de cette décision, les délégataires soutiennent régulièrement que loin de poser un principe général d'obligation de restitution au bénéfice du

délégrant, le Conseil d'Etat s'est livré à un examen circonstancié des stipulations du contrat de concession, pour établir un lien de cause à effet entre, d'une part, l'exigence contractuelle d'ouverture d'un compte de fonds de travaux alimenté par une partie des recettes qui « *ne peut être affectée qu'au financement de travaux de gros entretien ou d'agencement portant sur les biens appartenant à la collectivité concédante* » et, d'autre part, le reversement du solde excédentaire de ce compte à l'autorité délégante.

En conséquence, pour identifier une obligation de restitution pesant contractuellement sur le concessionnaire, il conviendrait de façon cumulative que :

- Les parties se soient *ab initio* explicitement accordées sur l'ouverture d'un compte affecté aux travaux de gros entretien ;
- Une part identifiée contractuellement des recettes tirées de l'exécution du service extérieur soit dédiée à la réalisation des travaux d'entretien visés par ledit compte, et :
- Cette part de recettes soit destinée au financement des travaux portant sur des biens appartenant à la collectivité concédante.

Le juge retient une interprétation plutôt restrictive en estimant que les provisions pour travaux constituées dans les comptes du délégataire et non utilisées au terme du contrat ne peuvent être valablement réclamées par l'autorité délégante dès lors que le montant annuel de ces provisions ne figurait que dans le compte d'exploitation prévisionnel du délégataire, qui ne présentait qu'un caractère indicatif, et ne pouvait lier les parties en l'absence de toute stipulation contractuelle visant à imposer au délégataire de réaliser des travaux pour le montant porté en provision (TA Grenoble, 24 janvier 2012, *Société Lyonnaise des Eaux*, n°0802257 et n°1000756 ; voir dans le même sens CAA Lyon, 27 novembre 2008, *Commune de Grenoble*, n°05LY01772).

Il conviendrait ainsi de distinguer les cas de constitution de véritable compte (ou fonds) GER, avec l'usage que le concessionnaire constitue des « *provisions* » dans ses comptes, qui ne seraient que des provisions comptables n'ayant, en toute hypothèse, aucun caractère contractuel.

Elles ne sauraient, dans cette hypothèse, fonder juridiquement une demande de restitution en fin d'exécution du contrat par l'autorité concédante.

#### 1.2.3.4. Le renouvellement et modernisation (article 20)

Le renouvellement consiste au remplacement à l'identique ou à l'équivalent des ouvrages qui s'avère nécessaire. Celui-ci est à la charge du Délégataire.

La modernisation consiste à substituer, compte tenu notamment de l'évolution des techniques ou des sources d'énergie, à substituer aux appareils à remplacer, de nouveaux appareils mieux adaptés, du fait de leurs caractéristiques plus modernes, à la poursuite de l'exploitation. Cela peut être à l'initiative du Délégataire ou de la Commune. En effet aux termes de l'article 20.2 :

« Si le Concessionnaire se trouve amené, notamment dans le cadre de son programme de renouvellement, à remplacer un équipement de production important, il doit au préalable en aviser la collectivité afin d'examiner l'intérêt qu'il peut y avoir, compte tenu notamment de l'évolution des techniques ou des sources d'énergie, des considérations environnementales, à substituer aux appareils à remplacer, des appareils de principe ou de puissance mieux adaptés à la poursuite de l'exploitation, non seulement jusqu'à la fin du présent contrat, mais également au-delà de la date de son expiration. »

Par ailleurs, le Contrat prévoit que la Commune peut demander au Déléataire toute modernisation de l'installation, susceptible d'améliorer les performances d'exploitation, compte tenu de l'ensemble des charges découlant de cette modernisation.

Dans ce dernier cas « le changement de matériel, s'il modifie sensiblement les conditions de l'exploitation, ouvre droit à la révision des conditions de rémunération du contrat (article 73) ».

#### 1.2.3.5. Branchements, extensions particulières, postes de livraison et compteurs (article 22)

L'article 22 prévoit que sont à la charge du Déléataire :

- La pose d'extensions particulières, comprise « comme une extension desservant un nombre limité d'abonnés et qui n'est pas destinée à assurer une fonction de transit ultérieurement » (article 22.1) ;
- L'entretien et le renouvellement des branchements qui font partie intégrante de la délégation (article 22.2) ;
- L'établissement, l'entretien et le renouvellement des postes de livraison, qui font également partie intégrante de la délégation et constituent le poste de livraison (article 22.3) ;
- La fourniture, la pose, l'entretien et le renouvellement des compteurs (article 22.4).

En sens inverse, le génie civil abritant la chaufferie d'appoint/de secours et les postes de livraison reste à la charge des abonnés (article 22.4).

#### 1.2.4. Pénalités (article 79)

La DSP prévoit l'application de sanctions pécuniaires à l'encontre du Déléataire lorsqu'il ne respecte pas ses obligations.

Les pénalités prévues sont assez limitées (non-respect du délai de réalisation des travaux du programme général, des conditions d'exploitation du service et non-production des rapports).

On peut relever qu'en complément des éventuelles réductions de facturation, la pénalité relative au non-respect des conditions d'exploitation est versée au profit des abonnés et non de la collectivité.

### 1.2.5. Equilibre économique de la DSP

La DSP prévoit différentes recettes pour le Déléataire (1.2.5.1.), tandis que l'Autorité délégante perçoit également certaines sommes (1.2.5.2.). Elle stipule également des hypothèses de révision tarifaire (1.2.5.3.).

#### 1.2.5.1. Les recettes du Déléataire (article 66)

Le Déléataire assure le Service à ses frais, risques et périls. Sa rémunération est notamment assurée par les **recettes qu'il perçoit auprès des abonnés** (article 66) en contrepartie des obligations et charges qui lui incombent en exécution de la DSP. L'article 29.2 précise que chacun des tarifs est obligatoirement décomposé en quatre éléments :

- R1C : élément proportionnel représentant le coût des combustibles ou autres sources d'énergies, hors électricité, réputés nécessaires pour assurer la fourniture d'un MWh dans le cadre du Service délégué ;
- R1E : élément proportionnel représentant le coût des combustibles ou autres sources d'énergies, hors électricité, réputés nécessaires pour assurer la fourniture d'un mètre cube d'eau froide sous forme d'eau chaude sanitaire dans le cadre du du Service délégué
- R2, qui se décompose en quatre parts :
  - un élément représentatif du coût des prestations de conduite et d'entretien pour assurer le fonctionnement des installations concédées ;
  - un élément représentatif du coût de l'énergie électrique utilisée pour assurer le fonctionnement des installations concédées ;
  - un élément représentatif du coût du gros entretien et renouvellement des installations primaires ;
  - un élément représentatif du coût de gestion et charges administratives ;
  - un élément représentatif des charges d'amortissement et d'investissement à l'exclusion de celles définies par l'élément tarifaire R3 ;
  - un élément représentatif des prix d'assurances, et les impôts et taxes à la charge de Déléataire ;
  - un élément représentatif des frais de contrôle et redevances d'occupation du domaine public d'occupation des propriétés privées éventuellement dues
- R3, élément fixe réparti à la puissance souscrite représentant les charges financières reprise des investissements existants, et de premier établissement

#### 1.2.5.2. Les sommes perçues par l'Autorité délégante (articles 55, 56 et 67)

Le contrat initial exonérait le Déléataire du paiement d'une redevance d'occupation du domaine public (article 55), ce qui ne correspond pas à la pratique.

Ce point a été modifié par l'avenant n°4 qui instaure une redevance domaniale, conformément aux dispositions du Code de la propriété des personnes publiques.

Par ailleurs, le Délégué doit verser une redevance annuelle pour frais de gestion et de contrôle à prélever sur les usagers (article 56), ce qui est courant même si le montant peut en l'espèce sembler élevé.

Pour mémoire, une redevance ne peut être mise à la charge d'un usager que si les opérations qu'elle est appelée à financer ne sont pas effectuées essentiellement dans l'intérêt général et si elle trouve sa contrepartie dans une prestation directement rendue à ceux qui l'acquittent<sup>1</sup>.

Il en résulte deux séries de conséquences :

- La redevance payée par l'utilisateur ne peut être justifiée qu'« en vue de couvrir les charges d'un service public déterminé » ;
- Elle doit « trouver sa contrepartie directe dans les prestations fournies par le service ».

Dès lors, et selon une jurisprudence établie, la somme payée par le consommateur final doit avoir un double lien (i) avec la valeur économique de la prestation et (ii) avec le service qui lui est rendu<sup>2</sup>.

Il est également constant que les redevances perçues ne doivent intégrer aucun coût extérieur au service ni contribuer à abonder le budget général d'une collectivité<sup>3</sup>.

#### 1.2.5.3. Les conditions de révision de la DSP

L'article 73 de la DSP prévoit toute une série d'hypothèses emportant la possibilité de procéder à la révision des conditions techniques et économiques de la DSP.

Il est prévu que cette procédure débute à l'initiative du Délégué, la révision des termes de la DSP n'est toutefois pas automatique et celle-ci peut être refusée par l'Autorité Délégante.

Si l'essentiel des cas prévus est, dans l'ensemble, plutôt classique on peut relever que l'hypothèse relative à la variation des puissances souscrites (avec référence à un taux de %) semble assez large et de nature à limiter le risque du délégué. De même, le principe d'une « revoyure » tous les trois ans semble reposer sur un délai très court, peu courant en pratique.

<sup>1</sup> CE, Sect., 10 février 1995, Chambre syndicale du transport aérien, n° 145607 et 148035.

<sup>2</sup> CE, 16 juillet 2007, *Syndicat national de la défense de l'exercice libéral de la médecine à l'hôpital*, n° 23229.

<sup>3</sup> CE, 30 septembre 1996, *Société Stéphanoise des eaux et ville de Saint-Etienne*, n° 1561476 et 156509 : « que les augmentations des tarifs ainsi adoptées étaient notamment motivées par le souhait qu'une partie des redevances perçues par le service municipal de distribution des eaux puisse être reversée au budget général de la ville afin de couvrir des charges étrangères à la mission dévolue à ce service ; que dès lors, les délibérations attaquées, qui ont institué des redevances qui ne trouvent pas leur contrepartie directe dans des prestations fournies par le service public municipal de distribution de l'eau, étaient entachées d'une erreur de droit »

On peut néanmoins relever que l'Avenant n° 3 a donné lieu à la mise en œuvre de la clause, en entraînant une baisse des tarifs.

Le Contrat prévoit d'ailleurs un mécanisme type « retour à meilleure fortune » avec revoyure en cas de surperformance ; le dispositif ayant été modifié par l'Avenant n°3.

On peut par ailleurs relever que l'Avenant n°4 a encadré l'hypothèse de revoyure en lien avec les modalités de gestion de la cogénération par le Délégué.

### ***La notion de transfert de risque dans les délégations de service public***

Anciennement, l'article L. 1411-1 du CGCT s'attachait à ce que la rémunération du délégataire soit substantiellement liée aux résultats de l'exploitation du service.

L'exigence d'une rémunération substantiellement liée aux résultats de l'exploitation du service est précisée par la jurisprudence et permet de distinguer le contrat de délégation de service public du contrat de marché public. Elle se rattache à la notion de risque et périls encourus par l'exploitant.

Dans un arrêt *SMITOM*, le Conseil d'Etat a précisé le critère de la rémunération en considérant qu'un contrat dans lequel la part des recettes du cocontractant, autres que celles correspondant au prix payé par l'administration, constituait 30% de l'ensemble des recettes perçues, devait être considéré comme une délégation de service public (CE, Sect., 30 juin 1999, *SMITOM*, n° 198147, p. 229).

Dans sa conception plus récente, l'analyse du risque d'exploitation supporté par le délégataire ne dépend pas d'un pourcentage de recettes liée à l'exploitation du service mais plutôt du risque financier encouru par le délégataire. Lorsque ce risque existe, le juge valide le contrat de délégation (CAA Marseille, 28 avril 2014, *Préfet Bouches-du-Rhône*, n°12MA00238).

Dans une décision *Département de la Vendée*, le Conseil d'Etat privilégie une analyse globale du rapport contractuel allant au-delà de l'appréciation de la part des recettes extérieures du concessionnaire (CE, 7 novembre 2008, *Département de la Vendée*, n° 291794, p. 805). La doctrine explique cette approche en énonçant que « *si la rémunération dépend des recettes provenant des usagers, on peut présumer que le titulaire assume une partie du risque d'exploitation ; mais cette présomption souffre la preuve contraire, le transfert de risque résultant de la rémunération liée aux résultats de l'exploitation peut être neutralisé par d'autres clause du contrat ou par un contrat distinct* » (L. RICHER, « Délégation de service public : le critère du risque financier », AJDA, 2008, p. 2454).

Cette approche a été confirmée dans un arrêt *Société Avenance* dans lequel le Conseil d'Etat relève que le réajustement du prix unitaire du repas en fonction du nombre de repas effectivement commandé et que le nombre fixe des usagers qui n'était pas susceptible de diminuer de manière substantielle permet de neutraliser le transfert du risque d'exploitation et que la rémunération ne pouvait être regardée comme étant substantiellement assurée par les résultats de l'exploitation (CE, 5 juin 2009, *Société Avenance*, n° 298641, T. p. 826).

En complément, il peut être relevé que le tribunal administratif de Limoges a estimé que « *cette qualification [de délégation de service public] ne saurait résulter ni de la nature, ni de l'objet même dudit marché, ni du mode de rémunération du titulaire, alors qu'en vertu des documents contractuels il appartenait aux candidats d'établir leurs propositions de prix en évaluant l'aléa tenant au traitement de produits « tiers » au regard tant de l'ensemble des charges d'exploitation liées au fonctionnement optimal des installations et du tonnage garanti de déchets apportés par le maître d'ouvrage* » (TA Limoges, 3 septembre 2012, n°1201203).

Le juge des référés considère dans cette affaire qu'il n'existe pas de risque d'exploitation dès lors que l'ensemble des charges d'exploitation est couvert par le prix payé par la collectivité.

Au sein de la nouvelle définition française de la délégation de service public, le risque est devenu un critère législatif. La notion de rémunération substantiellement liée aux résultats de l'exploitation a disparue de la définition de délégation de service public. Pour autant, il paraît pertinent d'examiner ce critère à l'aune de la jurisprudence intervenue sur la qualification de délégation de service public suivant son ancienne définition dès lors que le juge administratif avait dégagé, par anticipation, une lecture intermédiaire entre rémunération et risque (voir en ce sens T. PEZ, « Le risque, les concessions et les marchés », RFDA, 2016, p. 237).

En outre, au sein de la directive 2014/24, le Parlement européen et le Conseil tranchent un point intéressant concernant l'origine de la rémunération du concessionnaire. Ainsi, il est énoncé au considérant 18 que « *certaines dispositifs exclusivement rémunérés par un pouvoir adjudicateur ou une entité adjudicatrice devraient avoir le statut de concessions, lorsque le recouvrement des investissements et des coûts supportés par l'opérateur pour l'exécution des travaux ou la fourniture des services dépend de la demande réelle ou de la fourniture du service ou de l'actif.* »

Autrement dit, dans certaines circonstances spécifiques, la rémunération du concessionnaire exclusivement assurée par la personne publique n'empêche pas la qualification de délégation de service public à condition que cette rémunération soit soumise aux aléas du marché.

Comme cela a été souligné dans les textes, le risque d'exploitation suppose une exposition aux aléas du marché, ainsi, il est précisé à l'article L. 1121-1 du code de la commande publique que « *La part de risque transférée au concessionnaire implique une réelle exposition aux aléas du marché, de sorte que toute perte potentielle supportée par le concessionnaire ne doit pas être purement théorique ou négligeable. Le concessionnaire assume le risque d'exploitation lorsque, dans des conditions d'exploitation normales, il n'est pas assuré d'amortir les investissements ou les coûts, liés à l'exploitation de l'ouvrage ou du service, qu'il a supportés* ».

L'auteur précité interprète cette disposition de la manière suivante : « *Le risque, c'est l'incertitude prévisible, l'événement incertain mais prévisible que les parties ont accepté de courir en contractant.* » (T. Pez, Le risque dans les contrats administratifs, Bibliothèque de droit public, t. 274, LGDJ).

### 1.2.6. Les contrats et les conditions d'accès au réseau (articles 14 et 15)

Aux termes de l'article 39 de la DSP, « les contrats pour la fourniture de chaleur et d'eau chaude seront établis sous la forme d'une police d'abonnement signée par l'abonné ». Les articles qui suivent prévoient une obligation à la charge du Délégué de « fournir, aux conditions du présent contrat, la chaleur nécessaire aux bâtiments dans la limite des puissances demandées par les abonnés pour le chauffage et le réchauffage de l'eau chaude sanitaire ».

Les abonnements sont d'une durée de 15 ans, renouvelés tacitement pour une période de 5 ans sauf dénonciation signifiée par l'abonné par LRAR, trois mois avant le terme de chacune de ces échéances (article 42).

### 1.2.7. Le contrôle de la DSP et l'établissement de rapports annuels par le Délégué

#### 1.2.7.1. Le contrôle (article 72)

Il est de jurisprudence constante qu'une autorité concédante ne peut valablement s'immiscer dans la gestion de son concessionnaire (CE, 18 juillet 1930, *Chemin de fer PLM*, D. 1931. 3. 21). Elle peut toutefois effectuer un contrôle dit *a posteriori*, notamment via la transmission par le Délégué de rapports comportant les comptes et retraçant la totalité des opérations afférentes à l'exécution du contrat (articles L. 3131-5 et R. 3131-2 à R. 3131-4 du CCP ; articles L. 1411-3 et L. 1411-13 du CGCT).

L'article 72 prévoit un droit de contrôle au bénéfice de l'Autorité déléguée sur les renseignements donnés pour les comptes rendus annuels (voir *infra*). Il est prévu que ses agents accrédités pourront « prendre connaissance localement de tous documents et justificatifs juridiques, techniques, comptables, contractuels, financiers et autres, nécessaires à l'accomplissement de leur mission ».

#### 1.2.7.2. L'établissement des rapports annuels par le Délégué (articles 68 à 71)

Le Contrat prévoit bien l'établissement de différents rapports d'activité. Le contenu a donné lieu à des précisions et compléments dans le cadre de l'avenant n°2 afin de le mettre en conformité avec les dispositions alors en vigueur issues du CGCT.

Pour mémoire, on rappellera que le contenu du rapport annuel est à présent encadré par les articles R 3131-2 et suivants du CCP.

### 1.2.8. La fin de la DSP

Aux termes des articles 81 et suivants, la DSP prend fin :

- Lorsqu'elle arrive à l'échéance du terme fixé, soit le 31 mai 2024 ;
- En cas d'une faute du Délégué d'une particulière gravité ;
- Pour motif d'intérêt général.

Les dispositions relatives aux modalités de résiliation anticipée (1.1.6.1.), à la continuité du service (1.2.8.2.) et au sort des biens (1.2.8.3.).

Néanmoins, aucune disposition ne prévoit le sort réservé aux contrats conclus avec des tiers.

#### 1.2.8.1 Les résiliations anticipées

L'Autorité déléguée dispose de la possibilité de mettre fin à la DSP de manière anticipée pour motif d'intérêt général ou en cas de faute commise par le Délégué.

##### (i) Résiliation pour motif d'intérêt général (article 88)

En présence d'un motif d'intérêt général, l'Autorité déléguée dispose de la possibilité de résilier la DSP à compter de la 13ème année sous réserve du respect d'un délai de préavis un an au préalable. En revanche, aucune disposition n'indique avec précision quelle forme doit prendre cette notification.

La résiliation pour motif d'intérêt général ouvre droit à indemnisation du Délégué, laquelle est calculée sur la base de plusieurs éléments limitativement énumérées à l'article 88 de la DSP.

#### ***La résiliation pour motif d'intérêt général dans les délégations de service public***

Dans le cadre d'un contrat de concession, l'autorité concédante doit indemniser le concessionnaire du montant des investissements non amortis ainsi que du manque à gagner qui s'apprécie à compter de la date de résiliation du contrat de concession (CE, 23 mai 1962, *Ministre des Finances*, n° 41178, p. 342).

Afin de se prémunir d'un risque contentieux, il convient de prévoir dans le contrat de concession les modalités de calcul de la valeur non amortie des investissements. La personne publique appréciera le montant du manque à gagner au titre de la durée restante à courir du contrat en tenant compte des justificatifs fournis par le concessionnaire. L'indemnisation du manque à gagner ne pourra toutefois être évaluée au regard de la durée restante à courir dans l'hypothèse où la durée totale du contrat méconnaîtrait l'obligation du principe d'une remise en concurrence périodique des contrats (CE, 8 avril 2009, *Commune d'Olivet*, n° 271737, p. 116).

En vertu de la liberté contractuelle dont disposent les parties, le contrat, par une clause expresse, peut exclure toute indemnisation (CE, 10 décembre 1982, *Loiselot*, n° 22856 ; CE, 19 décembre 2012, *Société AB Trans*, n° 350341) ou prévoir une indemnisation transactionnelle moindre que le montant du dommage, ou même une indemnisation supérieure à condition qu'elle ne soit pas disproportionnée et

n'ait pas pour effet de dissuader l'administration d'exercer son droit de résiliation pour motif d'intérêt général (CE, 4 mai 2011, *Chambre de commerce et d'industrie de Nîmes*, n° 334280, p. 205).

Pour mémoire, à ce titre, les articles L. 3136-7 et suivants du code de la commande publique précisent désormais que :

*« En cas d'annulation ou de résiliation du contrat de concession par le juge, faisant suite au recours d'un tiers, le concessionnaire peut prétendre à l'indemnisation des dépenses qu'il a engagées conformément au contrat dès lors qu'elles ont été utiles à l'autorité concédante ».*

*« Parmi [ces] dépenses figurent, s'il y a lieu, les frais liés au financement mis en place dans le cadre de l'exécution du contrat y compris, le cas échéant, les coûts pour le concessionnaire afférents aux instruments de financement et résultant de la fin anticipée du contrat. La prise en compte des frais liés au financement est subordonnée à la mention, dans les annexes du contrat de concession, des principales caractéristiques des financements à mettre en place pour les besoins de l'exécution de la concession ».*

*« Lorsqu'une clause du contrat de concession fixe les modalités d'indemnisation du concessionnaire en cas d'annulation, de résolution ou de résiliation du contrat de concession par le juge, elle est réputée divisible des autres stipulations du contrat ».*

*« Lorsque la personne publique concédante résilie avant son terme normal le contrat de concession de travaux ou le contrat concédant un service public, le concessionnaire a droit à l'indemnisation du préjudice qu'il subit à raison du retour anticipé des biens, à titre gratuit, dans le patrimoine de la personne publique s'ils n'ont pas été totalement amortis, dans les conditions suivantes :*

*1° Lorsque l'amortissement de ces biens a été calculé sur la base d'une durée d'utilisation inférieure à la durée du contrat, l'indemnité à laquelle peut prétendre le concessionnaire est égale à la valeur nette comptable des biens ;*

*2° Lorsque l'amortissement de ces biens a été calculé sur la base d'une durée d'utilisation supérieure à la durée du contrat, l'indemnité à laquelle peut prétendre le concessionnaire est égale à la valeur nette comptable des biens telle qu'elle résulterait de leur amortissement sur la durée du contrat.*

*L'indemnité à la charge de la personne publique ne saurait excéder le montant calculé au titre des alinéas précédents ».*

(ii) *Résiliation pour faute du délégataire (article 81)*

L'Autorité délégante peut résilier la DSP en cas de manquement grave du Délégué à ses obligations contractuelles. L'article 81 de la DSP indique que cette résiliation doit être précédée d'une mise en demeure de 15 jours. Ce n'est que lorsque le manquement grave présente un caractère irréversible que l'Autorité délégante peut prononcer la déchéance du Délégué sans mise en demeure préalable.

Enfin, le même article prévoit que *« les suites de la déchéance seront mises au compte du concessionnaire »*, ce qui ne précise pas le sort des éventuels investissements non amortis.

### 1.2.8.2. La continuité du service (articles 85)

La DSP consacre plusieurs dispositions aux modalités permettant d'assurer la continuité du service.

Ainsi et notamment, la DSP prévoit **en premier lieu** que l'Autorité délégante a la faculté, sans qu'il en résulte un droit à l'indemnité pour le Délégataire, de prendre pendant la dernière année de la DSP toutes mesures pour assurer la continuité du service, en réduisant autant que possible la gêne qui en résultera pour le Délégataire. De plus, à l'issue de la DSP, l'Autorité délégante ou le nouvel exploitant sera subrogée dans les droits du Délégataire (article 85).

**En second lieu**, la DSP prévoit qu'en cas de faute grave du Concessionnaire, notamment si le programme des travaux est abandonné, même partiellement ou si la quantité et les caractéristiques de l'énergie calorifiques sur lesquelles le Délégataire s'est engagé ne sont pas respectées ou si la sécurité publique vient à être compromise, l'Autorité délégante peut prendre toutes les mesures nécessaires aux frais et risques du Délégataire, et notamment de faire procéder à l'exécution d'office des travaux nécessaires au fonctionnement du service 48 h après une mise en demeure restée sans résultat.

### 1.2.8.3. Le sort des biens (article 86 et suivants)

Les derniers investissements ont été décidés par l'avenant n°5 dans le cadre de l'intégration des Enr au mix énergétique.

Dans ce cadre, le Délégataire a réalisé des investissements importants ne pouvant être intégralement amortis sur la durée de la DSP.

L'avenant 5 prévoit donc que le Concédant versera une indemnité pour la part non amortie de ces investissements, dans un délai de 6 mois à compter de la fin du Contrat.

La classification classique des biens des concessions figure au sein de la DSP. Elle distingue les biens de retour (article 86) et les biens de reprise (article 87).

Le tableau ci-après dresse les caractéristiques essentielles de chacun de ces biens en fin de DSP.

Nature des biens	Régime	Etat des biens
<b>Biens de retour</b> (article 86)	Il s'agit des biens indispensables au service, ils appartiennent dès l'origine à l'Autorité	La DSP précise que le concessionnaire devra

	<p>délégante qui en recouvre automatiquement la possession en fin de DSP.</p> <p>Dès lors l’Autorité délégante ne doit verser aucune indemnité d’aucune sorte au Déléataire lors du retour de ces biens.</p> <p>Seules les installations financées par le Déléataire avec l’agrément de la collectivité dans les 15 dernières années de la concession et faisant partie intégrante de la concession seront remises moyennant une indemnité dans la mesure où celles-ci ne sont pas amorties comptablement et financièrement.</p>	<p>remettre ces biens en état normal d’entretien.</p> <p>Les parties arrêtent et estiment un an avant l’expiration du contrat les travaux nécessaires d’entretien ou de remise en état de ces biens que le Déléataire sera tenu de réaliser avant le terme de la DSP.</p>
<p><b>Biens de reprise</b> (article 87)</p>	<p>Les biens nécessaires à l’exploitation du service mais ne faisant pas partie intégrante de la concession peuvent faire l’objet d’un droit de reprise de la part de l’Autorité délégante.</p> <p>Cette indemnité sera estimée en fonction de l’amortissement comptable et financier, compte tenu des frais éventuels de remise en état.</p>	<p>Non précisé</p>
<p><b>Biens propres</b></p>	<p>Non précisé</p>	<p>Non précisé</p>

Le silence du contrat sur l’état des biens en fin de DSP ne semble pour autant pas poser de difficulté particulière. En effet, la jurisprudence administrative enseigne que la restitution, en fin de contrat, doit s’entendre comme une remise des biens « *en bon état d’entretien* » par le Déléataire (v. CAA Nantes, 14 mai 2004, *Ville de Caen*, n° 99NT01444 ; CAA Marseille, 19 novembre 2007, *Commune de Hyères Les Palmiers*, n° 07MA01203).

***Précisions complémentaires sur la classification des biens dans les délégations de service public***

Pour mémoire, la jurisprudence a eu l’occasion de se prononcer sur la classification des biens dans le cadre d’une délégation de service public. Le Conseil d’Etat rappelle ainsi le régime juridique des biens en fin de délégation de service public dans l’arrêt *Commune de Douai* (CE Ass., 21 décembre 2012, *Commune de Douai*, n° 342788, p. 477) :

**Les biens de retour** sont les biens indispensables à la continuité du service public. Le Conseil d'État estime que dans la mesure où un contrat de concession met à la charge du cocontractant les investissements correspondant à la création ou à l'acquisition des biens nécessaires au fonctionnement du service public, « *l'ensemble de ces biens, meubles ou immeubles, appartient, dans le silence de la Convention, dès leur réalisation ou leur acquisition, à la personne publique* » (CE Ass., 21 décembre 2012, préc.). A défaut de stipulation contraire, ces biens sont donc la propriété *ab initio* de la collectivité délégante, les immeubles relèvent du domaine public.

En principe, en fin de contrat, ces biens demeurent gratuitement dans le patrimoine de la personne publique, sous réserve de l'indemnisation des biens qui n'ont pas été totalement amortis. Il a été jugé que la circonstance qu'un contrat de délégation de service public prévoit le versement au délégataire, à l'expiration de la concession, d'une indemnité destinée à compenser la valeur non amortie des biens nécessaires au fonctionnement du service public, ne fait pas obstacle à ce que ces biens appartiennent, dès leur réalisation ou leur acquisition, à la personne publique (CE, 21 octobre 2013, *Société SEMIDEP*, n° 358873, p. 732).

Le Délégué peut donc obtenir une indemnité pour la partie des installations qui n'aurait pas encore été amortie en fin de contrat. En pratique, il convient de dresser un inventaire de ces biens et le CGCT impose aux Délégués de fournir un rapport annuel détaillant notamment « la situation des biens et immobilisations nécessaires à l'exploitation du service public concédé » (article R. 1411-7 du CGCT repris par l'article R. 3131-4 du CCP).

L'établissement de cet inventaire est important car il permet de connaître la volonté des parties contractantes sur le régime des biens. Dans le silence du contrat et à défaut d'accord amiable, le juge administratif recourt à l'interprétation de la commune intention des parties tenant compte également du caractère indispensable ou non de l'ouvrage pour l'exploitation du service public (CE Ass., 11 mai 1956, *Compagnie des transports en commun de la région de Douai*, p. 203).

Ensuite, sont **des biens de reprise**, les biens qui sont utiles au service public sans être cependant indispensables à sa fourniture. Pour ces biens, les parties peuvent convenir d'une faculté de reprise par la personne publique, à l'expiration du contrat, et moyennant un prix, sans que le délégataire puisse s'opposer à cette reprise. D'après le Conseil d'Etat, aucun principe ni aucune règle ne fait obstacle, s'agissant de cette catégorie de biens, à ce que le contrat prévoit également leur retour gratuit à la personne publique au terme de la concession (CE, Ass., 21 décembre 2012, *Commune de Douai*, préc.).

Enfin, **sont des biens propres**, les biens acquis ou édifiés par le délégataire en cours de contrat, mais en dehors de l'exploitation proprement dite de la délégation de service public. Ces biens sont la propriété du délégataire, non seulement pendant la durée de la délégation de service public, mais aussi en fin d'exploitation. Ils ne se trouvent grevés d'aucune clause de retour, ni obligatoire ni facultative. Si elle le souhaite, la collectivité peut manifester la volonté de racheter ces biens mais cette transaction ne peut pas s'imposer au délégataire et la vente s'effectue, en principe, au prix du marché.

En conclusion, en fin de contrat, les biens de retour n'ont pas à faire l'objet d'un acte de cession, néanmoins ils peuvent éventuellement donner lieu au versement d'une indemnité pour la part non amortie des biens. S'agissant des biens de reprise ou des biens propres, les parties devront fixer des conditions de cession et de transmission au sein d'un avenant de fin de contrat.

A chaque catégorie de bien s'applique des règles différentes, aussi, pour faciliter la fin de contrat, il est important d'inventorier les biens en précisant de quelle catégorie ils relèvent.

## 2 Sur le contrat de fourniture et d'enlèvement de chaleur

La convention d'achat vente de chaleur appelle les remarques suivantes.

- Parties signataires

La forme correspond à la pratique courante, avec prise en charge des engagements directement par le Délégué, la convention étant signée « en présence » de l'Autorité Concédante, qui s'engage à permettre la poursuite des engagements au terme de la DSP jusqu'en 2036.

- Durée

La présente convention prendra fin le 1<sup>er</sup> novembre 2036, soit « *en même temps que le Bail à construction* ».

Plusieurs dispositions organisent l'articulation avec le Contrat de concession :

- A l'échéance de la DSP, la convention d'achat vente de chaleur se poursuivra avec le futur exploitant du réseau de chaleur ou avec toute autre entité désignée par la Commune jusqu'à son terme ;
- En cas de résiliation anticipée de la DSP, la Commune s'engage à se substituer au Délégué directement ou par l'intermédiaire d'un nouveau délégué.

- Engagements réciproques

La convention prévoit un engagement de disponibilité de la part du vendeur de chaleur, ce qui correspond aux bonnes pratiques à ce titre.

Parallèlement, les engagements du Délégué sont définis en termes d'ordre de priorité ainsi que de minimum d'enlèvement prévus en quantité d'énergie sur une période annuelle.

- Pénalité

---

Le Délégué est soumis à un engagement classique de type « take or pay » qui prévoit, à titre de pénalité, le règlement de l'énergie non-enlevée en-dessous du minimum annuel prévu par la Convention.

Un dispositif particulier est prévu en cas de non-respect de l'obligation d'enlèvement par le Délégué.

Dans ce cas, la pénalité prévue au Contrat de fourniture est partagée entre le vendeur (qui perçoit 10%) et le Concédant, qui perçoit 90% du montant de la pénalité pour l'affecter à un compte « Développement Durable » servant à financer des actions en lien avec le service.

Côté vendeur, la pénalité est également classique et adaptée puisque ICEIS est engagée à verser le différentiel entre le prix contractuel et celui de l'énergie de substitution en cas de défaillance. La clause de pénalité envisage bien l'achat de garanties d'origine afin de disposer de gaz vert pour maintenir le taux réduit de TVA.

---

## Audit financier

---

### 1 Rappel de l'ensemble contractuel

---

#### 1.1 Un contrat ancien fortement modifié par avenants

---

- Contrat signé en 1999 pour une durée de 25 ans
- Avenant n°1 le 28 février 2000, nouvelles conditions de financement des ouvrages de premier établissement.
- Avenant n°2 le 27 septembre 2007, précisions concernant les informations à transmettre dans le cadre du rapport annuel.
- Avenant n°3 en date du 5 juillet 2013 :
  - modification des modalités de réalisation et de financement des investissements réalisés par le CONCESSIONNAIRE ,
  - nouvelles conditions tarifaires du service et de leurs modalités de révision,
  - mise en cohérence des dispositions actuelles du CONTRAT avec les nouvelles dispositions légales et règlementaires .
- Avenant n°4 le 2 mars 2015, mise à jour à jour des conditions tarifaires et les formules d'indexation dans le cadre de la suppression des tarifs règlementés .
- Avenant n°5 le 30 septembre 2020 :
  - d'autorisation donner au CONCESSIONNAIRE à signer la CONVENTION de vente de chaleur, de prévoir la récupération de l'énergie renouvelable et de récupération issue de l'IRCF, d'en prévoir les modalités, et de modifier en conséquence les conditions tarifaires,
  - de confier au CONCESSIONNAIRE la conception, la réalisation, l'exploitation en garantie totale et le financement de nouveaux ouvrages pour le passage en basse pression afin de permettre la récupération de l'énergie renouvelable et de récupération issue de l'IRCF,
  - d'autoriser le CONCESSIONNAIRE à acheter des Certificats de Garantie d'Origine France auprès de son fournisseur de gaz naturel afin de permettre de considérer une partie du gaz approvisionnant le réseau de chaleur comme du biogaz dans le mix énergétique.
- L'équilibre économique du contrat initial n'est pas indiqué ( absence de taux de rendement interne) bien qu'un compte d'exploitation prévisionnel figure en annexe 12 du contrat ( ainsi que les modalités de financement du délégataire en annexe 10).
  - Pour rappel : l'équilibre économique d'un contrat dépend de la nature des missions confiées au délégataire :
    - Si les missions de conception , financement et de construction de l'investissement sont confiées au délégataire - > **taux de rendement interne (TRI).**
    - Dans le cas contraire - > **rentabilité commerciale.**
  - Le TRI du projet est le principal critère pour la décision d'investir pour un concessionnaire.

- Une entreprise **va investir dans un projet si et seulement si la rentabilité attendue au titre** du projet va lui permettre de couvrir **le coût de ses ressources** ( actionnaires et dette) et rémunérer une prime de risque....et garantir à la banque une certaine sécurité.
- Le calcul du TRI s'obtient en identifiant les flux financiers (Excédent brut d'exploitation) permettant de rembourser l'investissement ( investissements contractuels initiaux, de renouvellement nets de l'éventuelle VNC en fin de contrat et des subventions), calcul corrigé de l'impôt sur les sociétés et de la variation du besoin en fonds de roulement.
- Cet équilibre économique, bien que non identifié à la signature du contrat a été fortement modifié par les différents avenants dont les conséquences financières sont importantes : modification des travaux confiés délégataire ainsi que de ses modalités de financement, des conditions tarifaires, incidences de l'avenant 5.
- Par conséquent, la comparaison entre les comptes prévisionnels et le réel n'a pas de sens financier sur la durée contractuelle. A noter que les avenants n°3 et n°5 affichent en annexe des comptes d'exploitation actualisés.

## 1.2 Un rapport annuel fournissant trop peu d'explications

---

- Les informations financières figurant dans le rapport annuel sont insatisfaisantes. Les explications données sur les évolutions des produits et des charges sont assez succinctes et de nombreux points figurant dans les obligations contractuelles **n'y figurent pas : Ainsi les points a) et b) de la nouvelle rédaction de l'article 70 de l'avenant n°2 ne sont que partiellement appliqués.**
- Sont présents dans le rapport financier :
  - La liasse fiscale du délégataire,
  - Un détail des comptes de bilan, de charges et de produits
  - Le suivi du compte GER
  - Le calcul de la redevance de contrôle du concédant
  - Un état récapitulatif des droits de raccordement
  - Un état de compte d'exploitation comparant le prévisionnel au réel.
    - A noter que le résultat réel figurant dans ce document correspond bien au résultat net comptable de la liasse fiscale sur la période observée ( 2018-2021). En revanche, le prévisionnel affiché chaque année ne semble pas correspondre aux données des avenants 3 et 5.
- En revanche, toutes les informations liées aux investissements sans manquantes:
  - **Les points c,d,e,f,g de la nouvelle rédaction de l'article 70 de l'avenant n°2 sont absents du rapport financier.**

## 2 Analyse financière 2018-2021

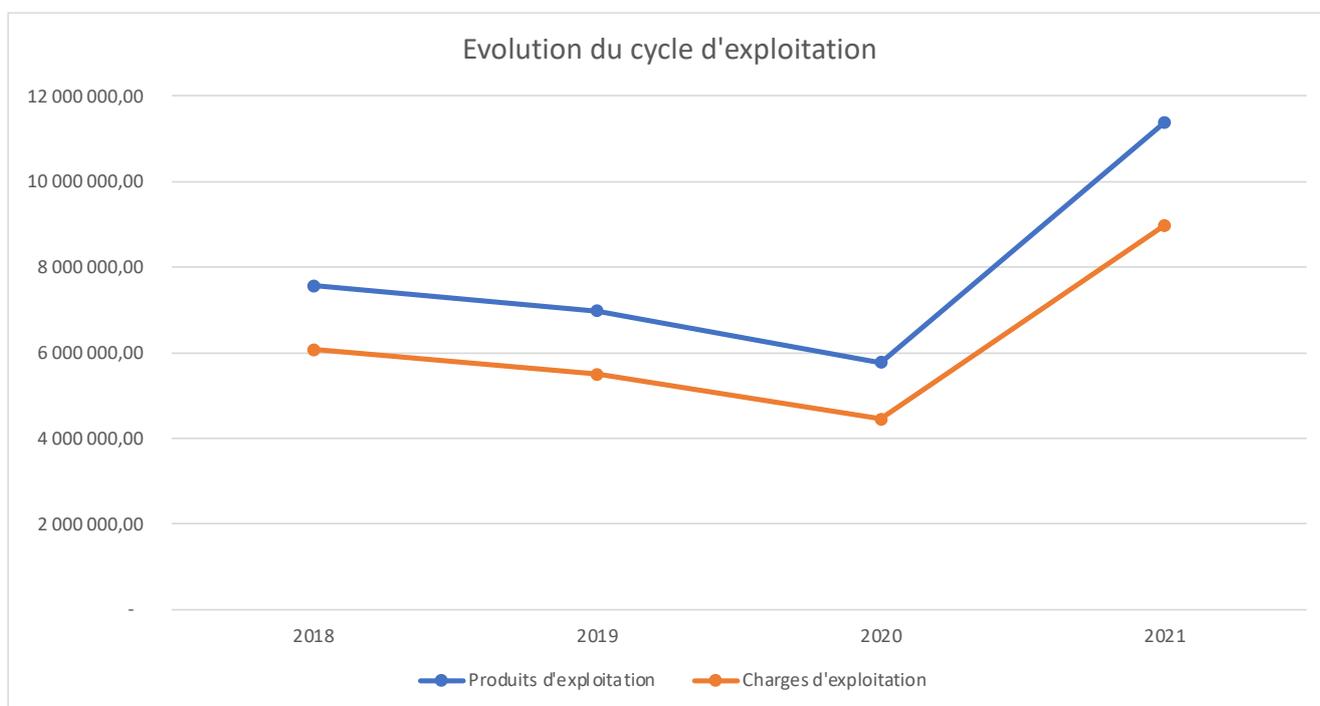
---

### 2.1 Un cycle d'exploitation sous dépendance du prix du Gaz

---

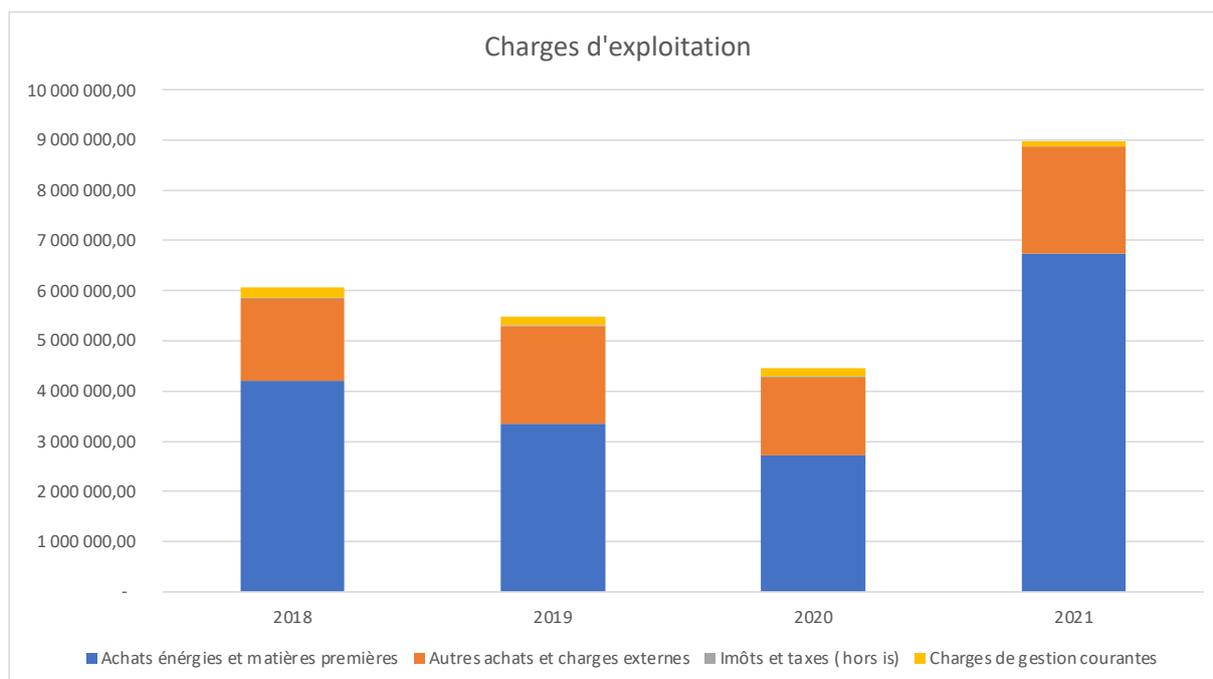
- Un cycle d'exploitation directement lié à l'évolution du prix du gaz.
  - Les produits d'exploitation ont augmenté de 97% en 2021. R1 est passé de 40,03 € HT/MWh en janvier à 134,04 € HT/MWh en décembre. Les fluctuations du R1 sont consécutives à celles du prix du gaz.
  - R1C est passé 27,7 € HT/MWh en 2020 à 77,6 € HT/MWh en 2021.
  - Cette évolution des produits s'aligne mécaniquement sur celle des charges d'exploitation.

Evolution des prix en €/MWh	R1C	R2C+R3C	R2C
2018	50,269	45,782	45,782
2019	38,568	46,634	46,634
2020	27,725	47,378	47,378
2021	77,608	48,853	48,853



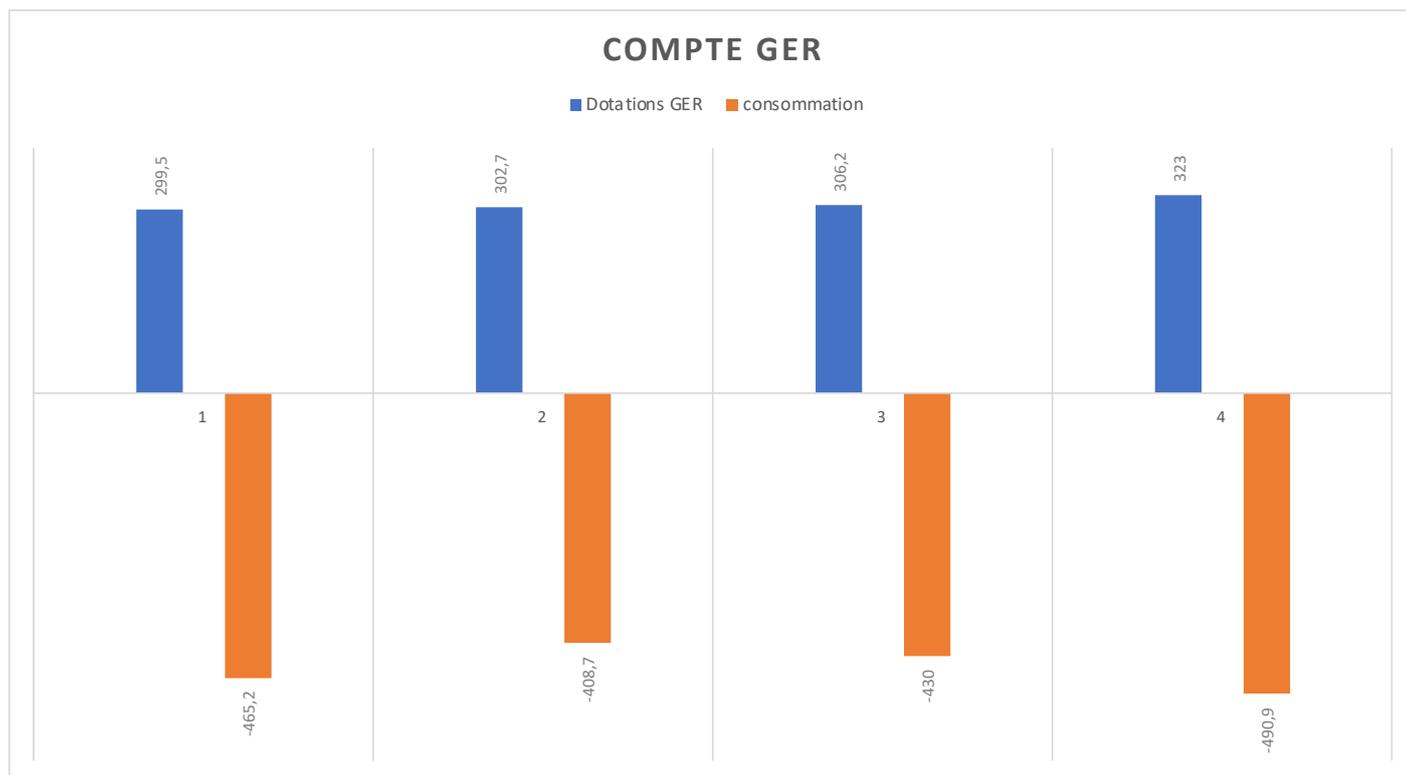
- Les charges d'exploitation sont dominées par les achats d'énergies et des matières premières qui représentent 68% des dépenses d'exploitation et 89% de la croissance des dépenses d'exploitation en 2021.
- Les dépenses de structures ( coût de gestion et frais administratifs) s'élèvent à plus de 600k€ en 2021, soit en moyenne 8% des produits d'exploitation sur la période observée ( niveau élevé).
- Les charges calculées et financières représentent plus de 1,5M€/an

Charges calculées et financières	2018	2019	2020	2021
Dotations aux amortissements	645 960	513 788	783 431	694 575
charges financières	947 663	915 919	881 441	879 371
<b>Total</b>	<b>1 593 623</b>	<b>1 429 707</b>	<b>1 664 872</b>	<b>1 573 946</b>



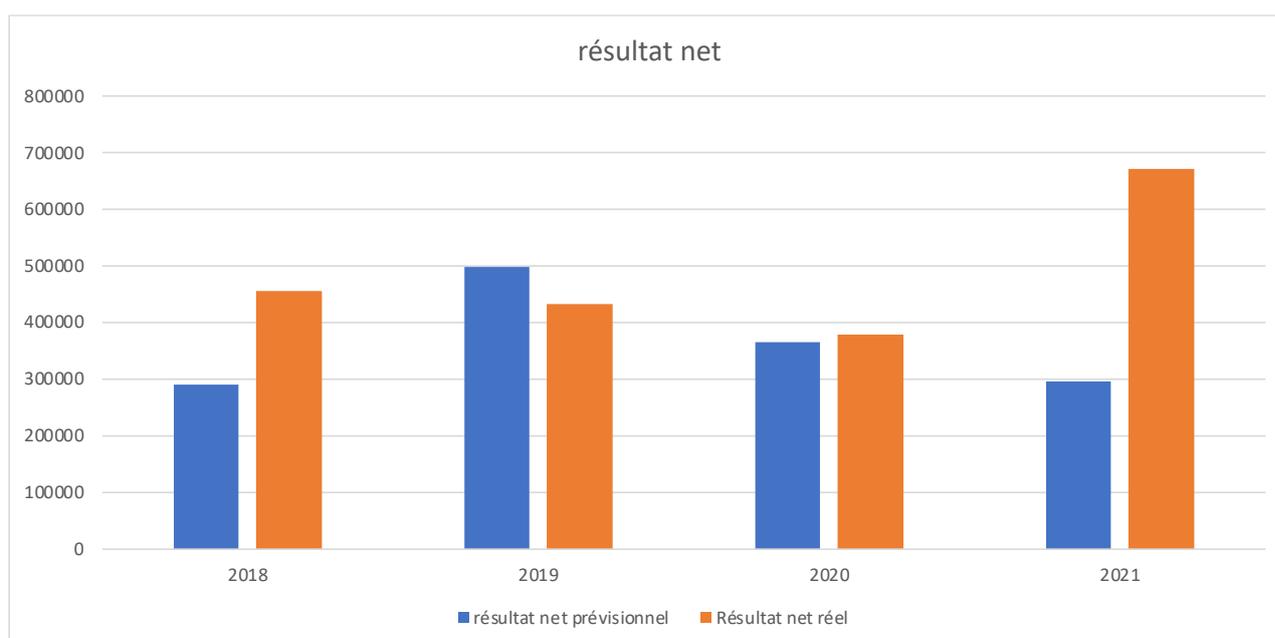
## 2.2 GER : un solde décroissant sous l'effet des dépenses

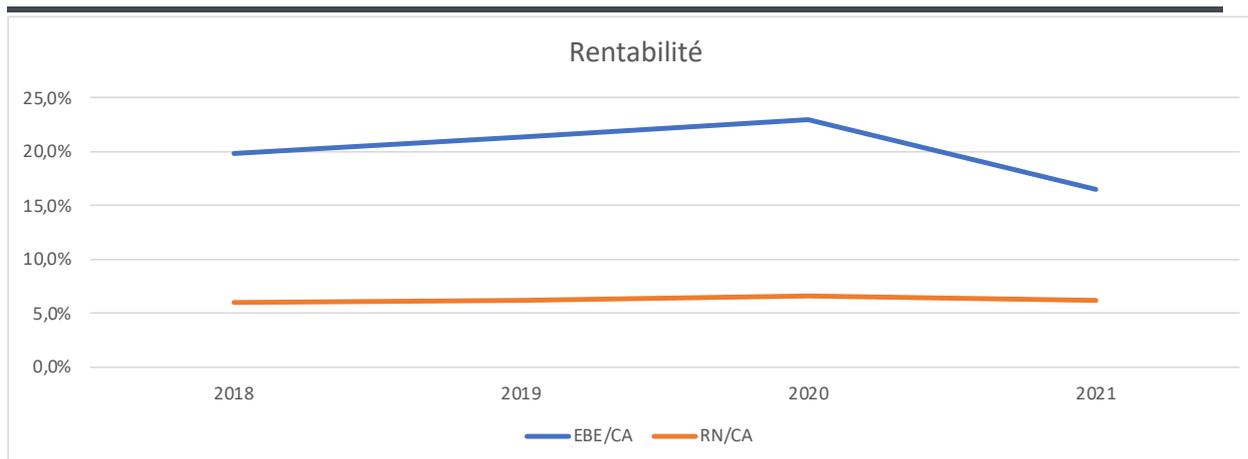
- Le solde de GER est passé de 850K€ début 2018 à 287K€ fin 2021, sous l'effet de dépenses croissantes.



### 2.3 Une rentabilité élevée et supérieure au prévisionnel

- La rentabilité du contrat , appréciée sur la base de la rentabilité commerciale (résultat net/produits d'exploitation) s'élève en moyenne à 6,3% sur la période 2018/2021.
- Elle est de 33% supérieure à la rentabilité prévisionnelle.





## 2.4 La valeur nette comptable des biens de retours et reprises non identifiée

- La nouvelle rédaction de l'article 70 figurant à l'article 1 de l'avenant 2 obliger le délégataire à transmettre dans le rapport financier un inventaire des biens désignés au contrat comme bien de retour ou reprise du service délégué.
- Le délégataire ne respecte pas cette obligation. Il convient donc à ce que le Ville demande au délégataire de lui fournir cet inventaire, lequel devra faire figurer les dates et valeurs d'entrée dans l'inventaire, la valeur nette comptable fin 2021 et la valeur nette comptable en fin de contrat pour chaque bien.
- A noter le bilan du délégataire affiche 15,9M€ d'actifs immobilisé.

	2018	2019	2020	2021
Actif immobilisé	13 554 126,00	13 424 940,00	13 185 973,00	15 902 931,00

## Etat des lieux des ressources disponibles

### 1 Introduction

Dans le cadre du schéma directeur du réseau de chaleur de la Ville de Suresnes, nous recensons les ressources disponibles sur le territoire. L'objectif pour la Ville de Suresnes est de développer son réseau tout en atteignant un minimum de 60% d'alimentation en énergies renouvelables.

Cette étude permet d'identifier les ressources disponibles pour étudier dans un second temps la faisabilité technique et économique de leur intégration dans le réseau de chaleur de Suresnes.

Nous nous basons sur les études déjà réalisées pour Suresnes, les projets en cours, les échanges réalisés avec les acteurs locaux, notre connaissance du territoire et des projets répliquables.

Les ressources sont étudiées selon l'ordre de priorité EnR'CHOIX de l'ADEME :



## 2 Energies de récupération

### 2.1 Chaleur fatale industrielle et tertiaire

Il existe plusieurs sources de chaleur fatale pouvant être valorisées dans les réseaux de chaleur. Les sources peuvent être classées en deux catégories. Les sources conventionnelles qui peuvent générer de hautes températures :

- Production d'électricité, comme centrales nucléaires, gaz, ou charbon. Les pertes thermiques sont récupérées, ce qui permet à la fois de produire de l'électricité et de la chaleur (cogénération) ;
- Procédés industriels, comme industries métallurgiques, chimiques, agroalimentaires, papier ou raffineries
- Incinération de déchets.

Les sources non-conventionnelles qui génèrent de plus faibles températures :

- Climatisation de bâtiments tertiaires, comme hôpitaux, supermarchés, écoles, bureaux, ou bâtiments publics. Les installations de climatisation rejettent de la chaleur qu'il est possible de récupérer ;
- Climatisation de data centers ;
- Ventilation de tunnels routiers ou de stations de métro.

La chaleur est récupérée grâce à un échangeur, puis élevée en température par des pompes à chaleur si nécessaire.

#### 2.1.1 Industries

Les grosses industries et installations de production sont soumises à déclaration auprès de la DREAL. Sur la Ville de Suresnes, les installations déclarées sont listées ci-dessous.



Carte des installations déclarées

Source : Géorisques

Site	Activité	Installation	Puissance installée	Proximité du réseau	Intérêt
AIRBUS GROUP*	Aéronautique	2 chaudières gaz	2,2 MW	Eloigné	faible
AMEL GESTION	Fabrication d'articles métalliques	-	-	Eloigné	faible
TOTAL	Station-service	-	-	Eloigné	faible
Naturoscope	Présentation au public d'animaux d'espèces non domestiques	-	-	Très éloigné	faible
ELF	Station-service	-	-	Proche	faible
Blanchisserie Teinturerie WARTNER	Blanchisserie, teinturerie	-	-	Très éloigné	faible
Renault*	Automobile	-	-	Très éloigné	faible

AIRBUS GROUP a quitté ses locaux à Suresnes. Les locaux sont désormais occupés par une école de commerce, l'école SKEMA. Nous pouvons supposer que les installations de production de chaleur et de froid ont été gardées, néanmoins **le potentiel de récupération de chaleur fatale sur une école est limité.**

L'usine Renault présente à Suresnes est en **fin d'exploitation.**

**Les autres installations déclarées présentent peu d'intérêt de par leur activité ou leur localisation par rapport au réseau.**

### 2.1.2 Industries raccordées sur le réseau Korus

Plusieurs industries et grands bâtiments tertiaires avec besoins de froid sont présents sur le périmètre du réseau et sont raccordés au réseau Korus :

- Servier : industrie pharmaceutique avec laboratoires de recherche
- IER filiale industrielle du Groupe Bolloré : Réparation de machines et équipements mécaniques
- Bâtiment Greenwalk : immeuble de bureaux, héberge notamment le siège de Philips France

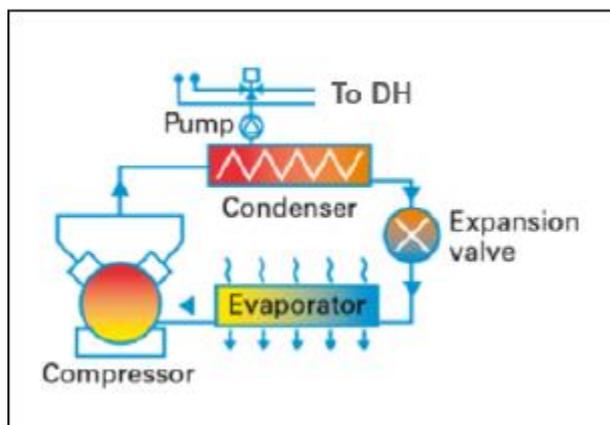
**Ces bâtiments sont raccordés au réseau de froid ICEIS pour la production de froid. Une récupération sur ce réseau de froid est déjà effective.**

### 2.1.3 Data centers et autres bâtiments tertiaires

D'autres bâtiments tertiaires avec un potentiel de récupération sont notables :

- L'Hôpital Foch avec d'importants besoins de froid est en partie raccordé sur le réseau de froid ICEIS.
  - **Ressource limitée car déjà sur le réseau de froid ICEIS**

- Le Ministère des armées - Direction Interarmées des Réseaux d'Infrastructure et des Systèmes d'Information possède 4 data center avec 1 200m<sup>2</sup> de salle IT et 3 GW de puissance électrique.
  - **Des échanges peuvent être engagés mais un accord semble difficile de premier abord**
- Les bureaux de Dassault Aviation sont situés sur le pôle Blériot à Saint cloud, site d'une ancienne usine.
  - Ressource à identifier, bâtiment uniquement de bureaux avec probablement des besoins de froid, assez éloigné du réseau actuel. **La ressource paraît faible et avec peu d'intérêt au vu de sa localisation, possibilité de récupération en local si le bâtiment est raccordé au réseau.**
- D'autres bâtiments de bureaux sont présents dans la zone avec probablement des besoins de froids (anciens locaux Airbus notamment)
  - Ressource à identifier, bâtiment uniquement de bureaux avec probablement des besoins de froid, assez éloigné du réseau actuel. **La ressource paraît faible et avec peu d'intérêt au vu de sa localisation, possibilité de récupération en local si le bâtiment est raccordé au réseau.**



Principe de récupération sur groupe froid

Source : ADEME

#### 2.1.4 UIOM

Les UIOM présents dans la région de Suresnes sont situés sur les communes suivantes :

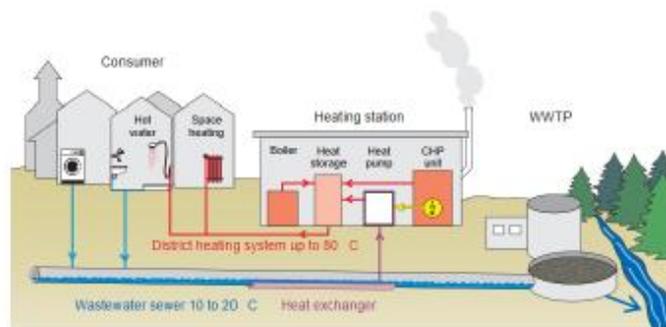
- Carrières sur seine
- Issy les Moulineaux Isséane
- Saint Ouen

**Ces installations sont trop éloignées pour prévoir une récupération sur le réseau de Suresnes.**

## 2.2 Récupération de chaleur sur eaux grises

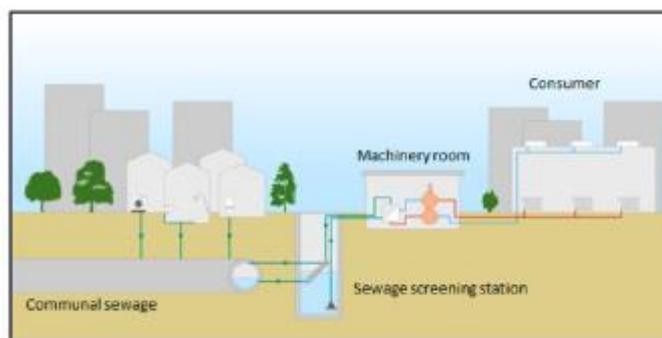
Les eaux grises incluent l'eau de pluie et le retour de l'ECS des machines à laver, lave-vaisselle, douches ou baignoires. La chaleur peut être récupérée à différents endroits du circuit : au pied du bâtiment, dans les collecteurs d'eaux usées, ou en station de traitement des eaux usées. Il existe deux types d'échangeurs permettant de capter les eaux grises dans un collecteur :

- les échangeurs in-situ qui se placent au fond des collecteurs du réseau d'assainissement,
- les échangeurs déportés pour lesquels les eaux grises sont dérivées et passent dans un filtre avant d'être réinjectées dans le réseau d'assainissement



Principe de récupération de chaleur sur eaux grises – Echangeur in-situ

Source : *Overview of District Heating and Cooling Markets and Regulatory Frameworks under the Revised Renewable Energy Directive*



Principe de récupération de chaleur sur eaux grises – Echangeur déporté

Source : *Overview of District Heating and Cooling Markets and Regulatory Frameworks under the Revised Renewable Energy Directive*

Les températures des eaux grises dans le réseau d'assainissement peuvent varier entre 10 et 20°C durant l'année. Une pompe à chaleur peut être utilisée pour rehausser les températures après l'échangeur. La température de retour dans le réseau d'assainissement peut être soumise à une limite de 10 à 12°C pour des raisons sanitaires.

A Suresnes le réseau d'assainissement est géré par le SEVESC. **Les réseaux communaux et départementaux ne présentent pas un débit assez important pour envisager une récupération de chaleur à grande échelle.**

Le réseau du SIAAP quant à lui présente un potentiel plus intéressant, un émissaire passe sur la partie sud de la Ville. 2 endroits ont été identifiés lors de l'étude de verdissement en 2018 :

- Boulevard Henri Sellier en face du pont de Suresnes : équipé de 2 regards, à 660m de la chaufferie
- Carrefour de la Croix du Roy : équipé d'un regard assez profond

**Retour d'expérience :**

Le réseau Seinerie de Courbevoie a mis en place ce type de récupération. La chaleur est récupérée sur le réseau du SEVESC dans un collecteur rassemblant plusieurs réseaux avant l'entrée dans un émissaire du SIAAP à Courbevoie. Le débit est d'environ 1200 à 1500 m<sup>3</sup>/h. Le ressorce est néanmoins assez instable et permet de récupérer uniquement 4 GWh/an.

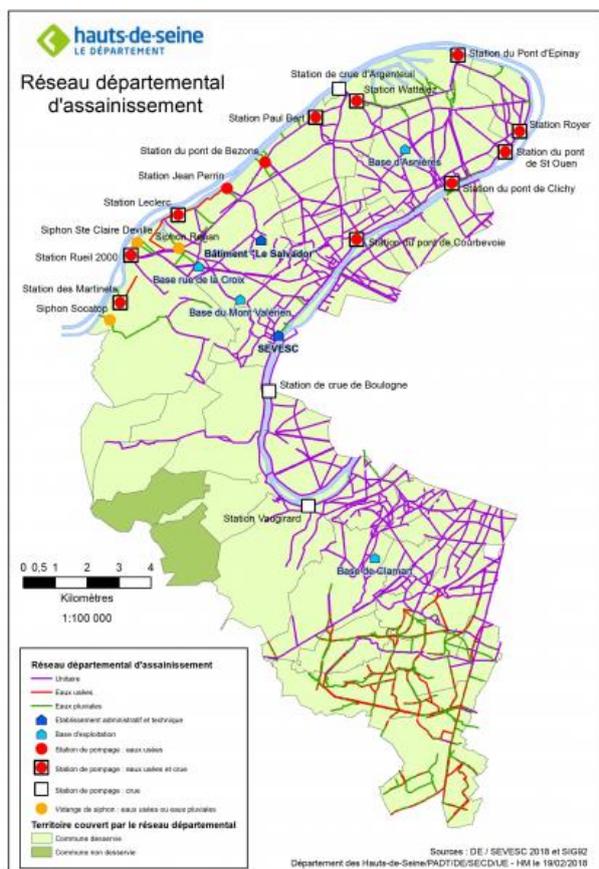
Cette solution pourrait être répliquable sur Suresnes.

Si l'on suppose une ressource avec une température moyenne de 15°C, un débit de 1200 m<sup>3</sup>/h et un retour sur le réseau à 12°C et une disponibilité limitée le matin et le soir, nous pouvons récupérer une puissance de 4MW pour réchauffer le retour du réseau sur la branche sud.

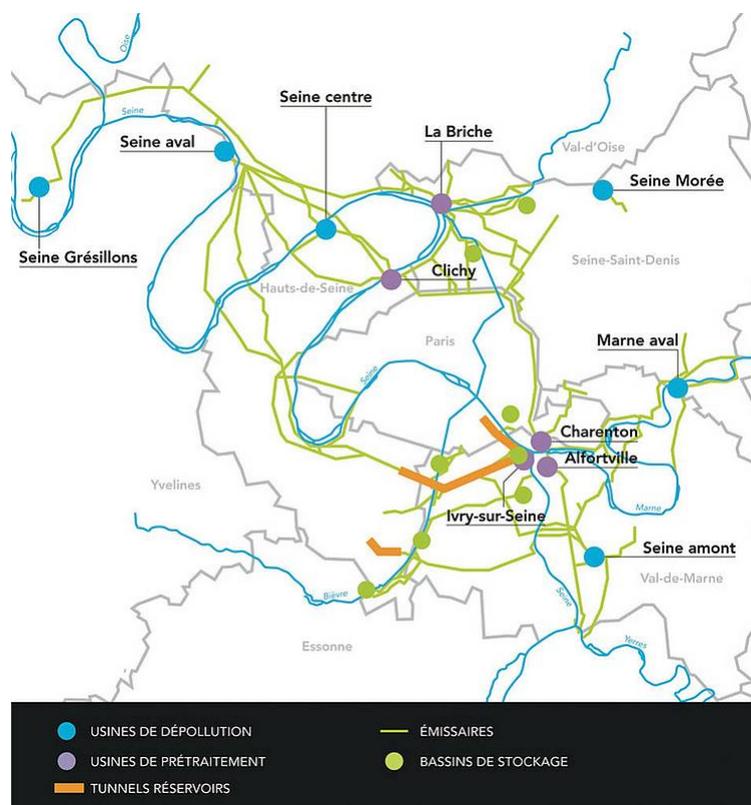
**Nous pouvons rehausser la température et la puissance de cette ressource en utilisant des pompes à chaleur eau-eau. En utilisant en cascade 2 pompes à chaleur, il est possible d'atteindre 5MW à 85°C.**

**Les principales contraintes de cette ressource pour une utilisation sur le réseau de Suresnes sont :**

- Réseau SIAAP
- Instabilité de la ressource
- Besoin d'un local pour la pompe à chaleur sur la branche sud du réseau (env. 20 m<sup>2</sup>)



Carte du réseau d'assainissement départemental  
Source : SEVESC



Carte du réseau du SIAAP  
Source : SIAAP

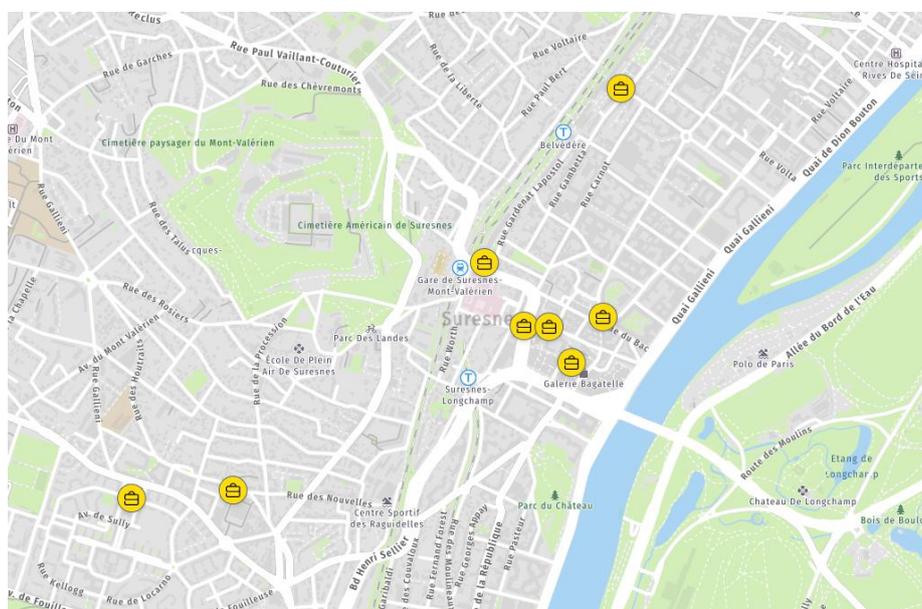
## 2.3 Récupération de chaleur sur air ambiant

Il est possible de récupérer de la chaleur sur l'air présent dans les parkings et les tunnels souterrains, l'air étant à une température stable toute l'année aux alentours de 10°C. Plusieurs installations sont possibles :

- via une pompe à chaleur air-eau éventuellement couplée à une pompe à chaleur eau-eau pour augmenter le régime de température et puissance
- via un échangeur couplé à une pompe à chaleur eau-eau (nécessite une grande surface d'échange)

### 2.3.1 Parkings

La Ville de Suresnes dispose de 7 parkings souterrains gérés par la société EFFIA. En rouge dans le tableau le parking se situant dans la partie haute de Suresnes soit loin du réseau actuel. En gras dans les tableaux les parkings pour lesquels nous avons étudié la récupération de chaleur : 1 par branche du réseau (nord, sud branche hôpital et sud branche , la récupération permettant de chauffer les retours.



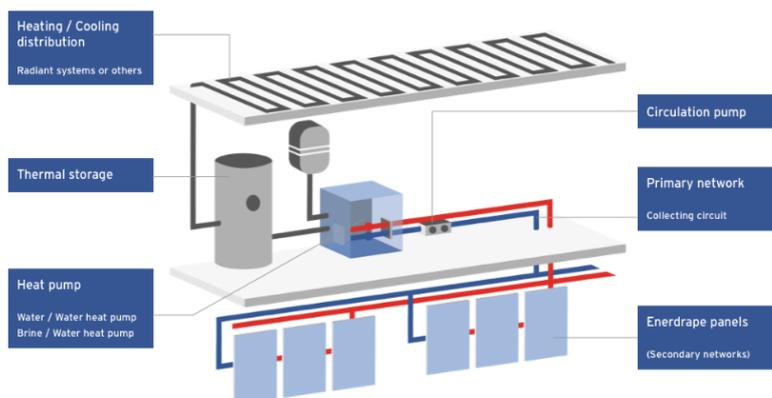
Carte des parkings de Suresnes

Source : Pages jaunes

Nom	Adresse	Nombre de places	Surface
Place de la Paix	Place de la Paix	105	
<b>Franklin Roosevelt</b>	<b>32 avenue Franklin Roosevelt</b>	<b>290 sur 4 niveaux</b>	<b>4 x 70m L X 16m l</b>
<b>Belvédère</b>	<b>Place du Ratrait</b>	<b>160</b>	
Desbassayns de Richemont	9 rue Desbassayns de Richemont	91	
Jules Ferry	33 rue Jules Ferry	89	
<b>Charles Péguy</b>	<b>20 rue Etienne Dolet</b>	<b>157</b>	
Henri IV	Place Henri IV	255	

Source : Ville de Suresnes

Nous avons contacté la société Enerdrape qui propose une solution d'échangeurs couplés avec des pompes à chaleur eau-eau pour une étude de potentiel sur le parking Franklin Roosevelt qui est le plus grand parking de la ville. Une pré étude et un chiffrage ont été réalisés. Sur le parking Franklin Roosevelt, il serait possible de récupérer 100 à 120 kW avec 650 panneaux échangeurs et une PAC avec un COP de 4. Le budget estimatif est chiffré à 300 000€HT. **En répliquant cette solution sur tous les autres parkings nous atteignons une puissance maximum de 400 kW ce qui est insuffisant pour alimenter le réseau de chaleur.**



- A system of enerdrape geothermal panels integrates a closed loop piping circuit in which a heat carrier fluid can circulate to exchange heat with the underground structure. The novel structure of enerdrape panels allows absorbing both shallow geothermal energy from the ground and waste thermal energy from the the air contained in underground structures.
- A heat pump connected to enerdrape system allows to transferring the absorbed heat to the building heating/cooling system.

### Installation Enerdrape

Source : Enerdrape

Nous avons donc étudié une solution plus classique de récupération avec une pompe à chaleur air-eau couplée à une pompe à chaleur eau-eau en supposant prendre l'air dans le parking et le rejeter à l'extérieur. Les pompes à chaleur permettent d'atteindre une température de 85°C pour des COP entre 3 et 4. Néanmoins la mise en cascade des pompes dégrade le COP global de l'installation qui se situe plutôt entre 2 et 3.

**Pour atteindre la puissance maximale pour réchauffer le retour du réseau sur les 3 branches les pompes à chaleur nécessaires sont les suivantes :**

Parking	F. Roosevelt	C. Pégy	Belvédère
Puissance max nécessaire	1,8 MW	5 MW	5 MW
Nombre de PAC air-eau	2	4	4
Nombre de PAC eau-eau	1	2	2

Les principales contraintes de cette ressources pour une utilisation sur le réseau de Suresnes sont :

- Besoin d'espace dans les parkings pour les installations:
  - F. Roosevelt: 50 m<sup>2</sup>
  - C. Péguy: 100 m<sup>2</sup>
  - Belvédère: 100 m<sup>2</sup>
- Hauteur de plus de 2,3 m
- Contraintes de poids
- Coût de mise à disposition du parking
- Pas subventionnable par l'ADEME

### 2.3.2 Metro

Retour d'expérience :

Il est possible d'utiliser un tunnel de métro pour récupérer de la chaleur sur un réseau de chaleur. C'est le cas pour le réseau de chaleur de Islington en Angleterre.

**Case study of Islington (UK): Valuing waste heat from an underground train network (Annex 6)**

Islington DHC network is the **first operation in the world valuing waste heat from an underground train network** and using it to supply heating, DHW and cooling to social housing, schools and leisure centres. The system is based on a **1 MW air-to-water heat pump** (COP of 4.2) that captures warm exhausted air produced by trains and machinery in London Underground network. The extracting fan in the ventilation shaft was accordingly upgraded to **optimise heat extraction**.

In addition, **the fan in the ventilation shaft has the potential to be reversed in the summer to provide cooling to the London Underground network**, helping to make journeys more comfortable.

To accommodate the integration of this waste heat in the network, **the supply temperature was reduced from around 90°C to 75°C. The return temperature fluctuates around 55°C.**

In this case, **the waste heat is supplied for free by Transport for London** (which will receive cooling for free in the summer), making this project virtuous in terms of CO<sub>2</sub> content but also competitive in terms of heat price for the end-users.

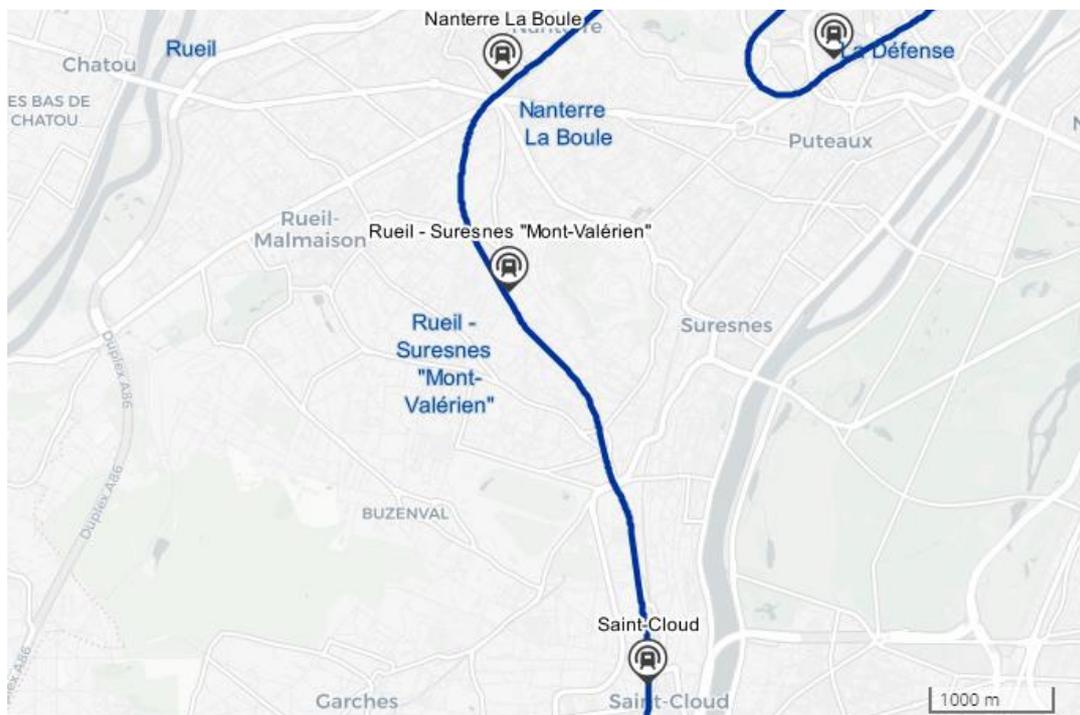
Etude de cas de la récupération de chaleur sur le réseau de métro à Islington Angleterre

Source : *Overview of District Heating and Cooling Markets and Regulatory Frameworks under the Revised Renewable Energy Directive*

Cette solution pourrait être répliquable sur le futur métro de Suresnes.

La future ligne de métro 15 du réseau RATP prévue à horizon 2032 passera par Suresnes et un puit de ventilation est prévu dans le quartier de la Cité Jardin dans les hauts de Suresnes, assez loin du réseau actuel.

**La récupération de cette ressource peut être une piste sur le long terme mais semble à première vue compliquée à mettre en place : échéance lointaine, contractualisation avec la société du Grand Paris.**



Carte du projet de la ligne 15 à Suresnes

Source : Société du Grand Paris

## 2.4 Thalassothermie – Récupération de chaleur sur eau de Seine

Sur le même principe que pour la récupération de chaleur sur eaux grises, il est possible de récupérer de la chaleur sur l'eau de rivières, lacs ou fleuves.

La récupération en directe de l'eau de la Seine est soumise à plusieurs contraintes :

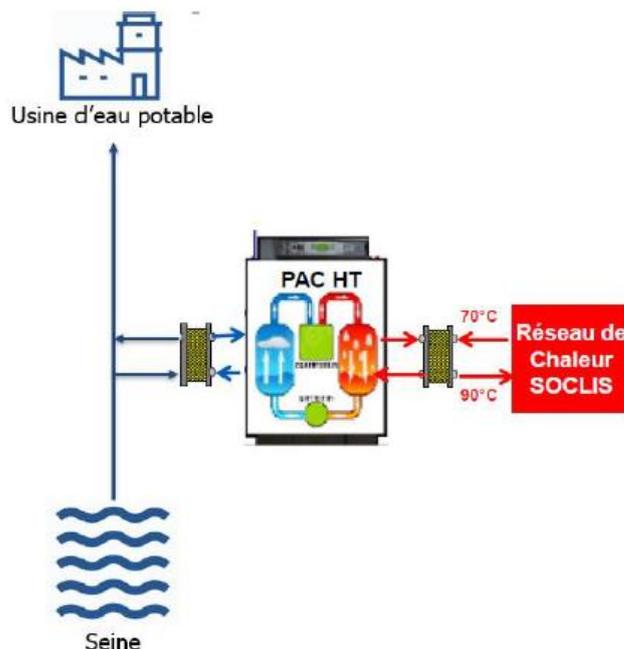
- Température de retour : la variation de la température peut avoir un impact sur le fleuve
- Contractualisation avec l'autorité gérant la Seine (VNF)
- Autorisation des autorités de protection de la Seine
- Implantation : nécessite un terrain sur les berges de Seine

L'étude de verdissement réalisée en 2018 avait envisagé une récupération sur le réseau SEPG de l'usine d'eau potable du Mont Valérien qui produit de l'eau à partir de la Seine. Une des canalisations pompant l'eau de la Seine passe rue Pagès, devant la chaufferie. Les points d'attention ressortant de cette étude étaient les suivants :

- Nécessite une autorisation de l'ARS
- Température de retour limitée à 8/10°C pour ne pas fragiliser la ressource

- Refroidir l'eau pompée ralentit le process de potabilisation et nécessite des charges d'exploitation supplémentaires pouvant a priori être compensées par les ventes de chaleur

Le SEPG avait indiqué en 2018 28 millions de m<sup>3</sup>/an avec un débit variant entre 2000 et 4000 m<sup>3</sup>/h.

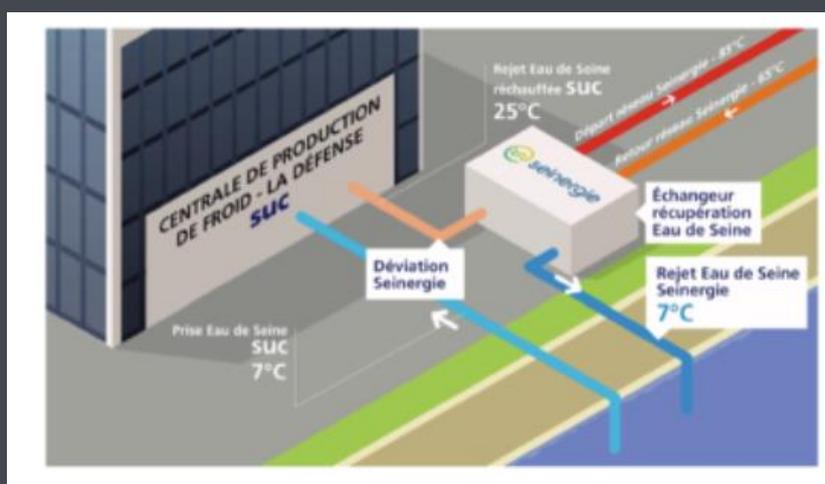


Principe de récupération sur eau de Seine

Source : Etude de verdissement du réseau de chaleur Soclis, Indiggo, 2018

Retour d'expérience :

Le réseau Seinerie de Courbevoie a mis en place une récupération de chaleur à partir d'une installation frigorifique utilisant l'eau de Seine. Cela permet au réseau de Courbevoie de produire 40 GWh/an soit 40% du taux d'EnR du réseau.



Etude de cas de la récupération de chaleur sur eau de Seine à Courbevoie

Source : Seinerie

Cette solution n'est pas répliquable sur Suresnes sans une installation frigorifique car l'eau de Seine étant à 7°C le COP de la pompe à chaleur n'est pas intéressant.

D'après la Ville de Paris, la température de la Seine varie entre 5,3°C et 24,6°C durant l'année. La température de retour étant limitée à 10°C, la récupération de chaleur n'est possible qu'en mi-saison et été.

**Nous pouvons rehausser la température et la puissance de cette ressource en utilisant des pompes à chaleur eau-eau. En utilisant en cascade 2 pompes à chaleur, il est possible d'atteindre 5MW à 85°C.**

Les principales contraintes de cette ressources pour une utilisation sur le réseau de Suresnes sont :

- Réseau SEPG
- Nécessite une autorisation de l'ARS
- Température de retour limitée à 8/10°C : disponibilité uniquement en mi saison
- Besoin d'un local pour la pompe à chaleur (env. 20 m<sup>2</sup>)

### 3 Interconnexions avec les réseaux à proximité

Le foncier sur Suresnes étant limité, une interconnexion avec les réseaux EnR alentours paraît nécessaire pour atteindre un taux d'EnR important. Ces interconnexions peuvent s'envisager par un achat de chaleur.

#### 3.1 Réseau de froid de Suresnes ICEIS

Maître d'Ouvrage : Réseau Privé Dalkia , suivant un bail à construction expirant au 1<sup>er</sup> novembre 2036

Exploitant : Dalkia ICEIS

Longueur du réseau : 1 km

Livraisons de froid : 9 000 MWh

Les principaux abonnés sont l'Hôpital Foch et les bâtiments tertiaires du quartier Korus. **Une récupération de chaleur fatale des groupes froids a été installée en 2021 et pourra être conservée. Dans la convention de vente de chaleur il est prévu un minimum de 14 GWh/an après 2024.**

Ce réseau de froid pourra être étendu dans les prochaines années grâce aux nouvelles subventions CEE et ADEME. Les besoins de froid augmentant il sera alors possible de récupérer plus de chaleur sur les groupes froid.

#### 3.2 Réseau de chaleur IDEX La Défense

Maître d'Ouvrage : GENERIA

Exploitant : IDEX La Défense (ex Enertherm)

Fin DSP : 2032

Année : 1970

Longueur du réseau chaleur : 26,3 km

Longueur du réseau froid : 14,6 km

Production : 46% gaz naturel, 22% biométhane, 18% biofioul, 14% thermo-frigo pompes

Puissance chaleur : 296 MW

Puissance froid : 135 MW

Taux EnR : 54%

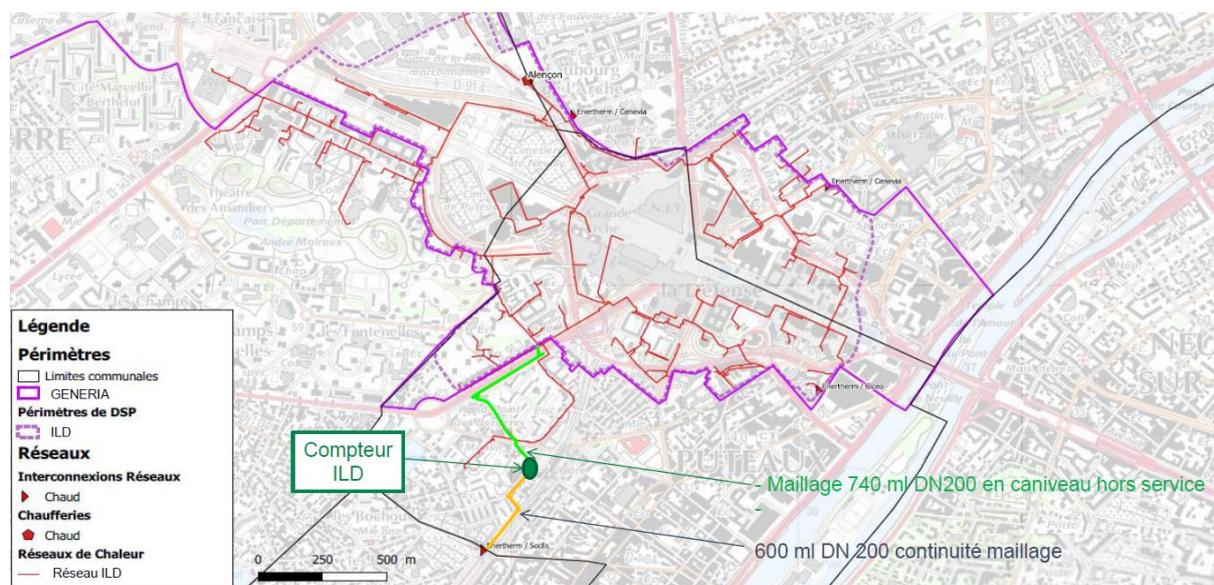
Livraisons de chaleur : 270 GWh

Livraisons de froid : 79 GWh

Source : Generia

Le réseau est actuellement alimenté au gaz mais une centrale biomasse agro-pellets est en cours de construction avec pour objectif une mixité à 63% d'EnR&R. Le tarif actuel R1 est d'environ 300 €/HT/MWh mais devrait baisser de 30% suite à la mise en service de la centrale biomasse.

Historiquement le réseau de chaleur de Suresnes était connecté au réseau de La Défense. Une canalisation DN200 est encore présente bien que abandonnée depuis 2002 et en mauvais état. L'ancien point de comptage se situe à 740 ml du réseau de La Défense et à 600 ml du réseau de Suresnes. La totalité de ces canalisations à remplacer est en dehors du périmètre des 2 réseaux et localisée sur le domaine de la Ville de Puteaux. Generia a chiffré 5 millions d'euros d'investissement pour refaire la partie de 740 ml.



Potentiel d'interconnexion ILD/Suresnes

Source : Generia

Suite à une rencontre entre la Ville de Suresnes et Generia, le potentiel disponible pour un import de chaleur sur le réseau de Suresnes a été estimé à 40 GWh pour une puissance de 19 MW et une température s'élevant à 160°C.

Les principales contraintes de cette ressources pour une utilisation sur le réseau de Suresnes sont :

- Négociations avec Generia
- Négociations et travaux de réseau sur la commune de Puteaux (740ml + 600ml)

- Taux EnR&R du réseau ILD à 63% avec centrale biomasse en cours de construction
- Tarif élevé (baisse de 30% annoncée avec la mise en service de la centrale biomasse en 2023)
- Besoin d'un local pour une sous-station d'échange (env 10 m<sup>2</sup>)

### 3.3 Réseau de chaleur CICEO

---

Maître d'Ouvrage : Ville de Puteaux

Exploitant : Dalkia CICEO

Fin DSP : 2027

Longueur du réseau : 4 km

Année : 2005

Production : Gaz

Taux EnR : 0%

Livraisons de chaleur : 38 327 MWh

Equivalent logement : 3 730

Source : *Via Séva*

Le réseau est actuellement un réseau 100% gaz. Cependant, un projet de géothermie est à l'étude sur le territoire de Puteaux pour venir alimenter le réseau de Puteaux. La ressource a été identifiée sur le Dogger à 1500m de profondeur à 60°C et serait réhaussée par une pompe à chaleur. Dalkia CICEO a engagé les démarches pour trouver un terrain de forage.

**Pour aller plus loin, nous conseillons à la Ville de Suresnes de prendre contact avec la Ville de Puteaux pour engager des négociations permettant de définir les conditions dans lesquelles il serait possible d'interconnecter les réseaux une fois la géothermie mise en service.**

### 3.4 Réseau de chaleur de Rueil-Malmaison

---

Maître d'Ouvrage : Ville de Rueil Malmaison

Exploitant : Engie GéoRueil

Année : en création

Production : Géothermie (65%)

Livraisons de chaleur : 130 GWh estimés

Source : *GéoRueil*

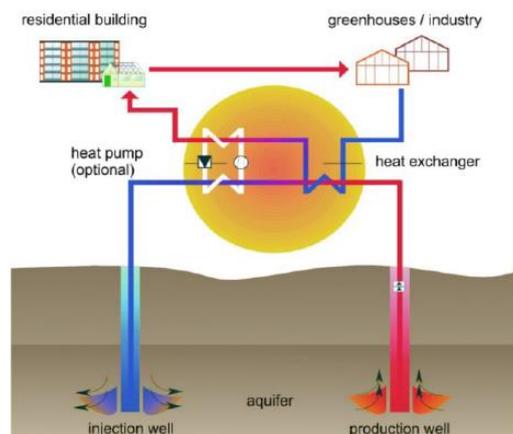
La Ville de Rueil-Malmaison est en train de construire un réseau de chaleur alimenté par un forage géothermique sur la ZAC de l'Arsenal. Le réseau étant en construction jusqu'en 2024. Historiquement des échanges avait eu lieu entre les 2 villes mais un projet commun avait été écarté. Le réseau a donc été dimensionné pour la Ville de Rueil-Malmaison uniquement. La géothermie arrivant à saturation de nouvelles sources d'EnR&R sont en cours d'étude et il est envisagé à moyen terme un développement du réseau vers Carrières sur Seine où se situe une usine d'incinération.

**L'interconnexion entre le réseau de Rueil-Malmaison et Suresnes nécessiterait l'ajout d'une nouvelle source de production EnR&R. Une interconnexion a donc été écartée.**

## 4 Géothermie

Il existe 2 types d'utilisation de la géothermie :

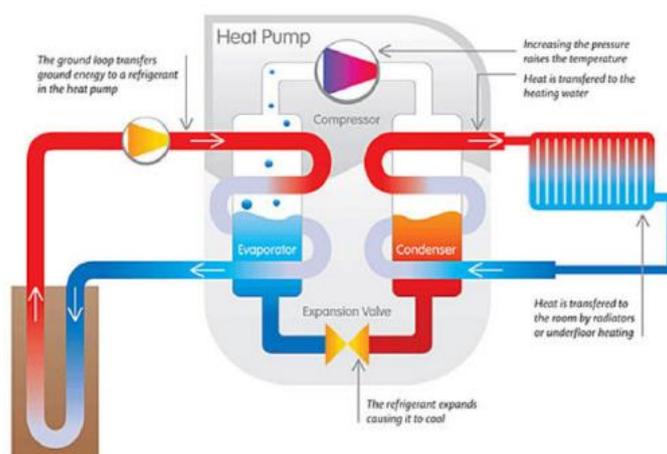
- La géothermie profonde consiste à créer un puit de production en réalisant un forage dans un aquifère à partir duquel la chaleur est récupérée par un échangeur et réhaussée par une pompe à chaleur. Un deuxième puit est créé pour réinjecter la ressource dans le sous-sol. Une distance minimale est obligatoire entre les 2 puits pour éviter la fragilisation de la ressource. La température et la profondeur dépend du potentiel des nappes géologiques présentes dans le sous-sol.



Principe de la géothermie profonde

Source : *Overview of District Heating and Cooling Markets and Regulatory Frameworks under the Revised Renewable Energy Directive*

- La géothermie de surface ou géothermie sur sondes consiste à disposer un grand nombre de sondes entre 30 et 200m de profondeur pour récupérer une chaleur à basse température qui peut être réhaussée par une pompe à chaleur. C'est une solution moins adaptée à un réseau de chaleur, la température récupérée est faible et le nombre de sondes nécessaires très important. C'est une solution intéressante à l'échelle d'un bâtiment (piscine par exemple).



Principe de la géothermie de surface

Source : *Overview of District Heating and Cooling Markets and Regulatory Frameworks under the Revised Renewable Energy Directive*

La Ville de Suresnes dispose de très peu de foncier pour permettre une centrale géothermique.

A noter que le réseau géothermie de Rueil-Malmaison a un puit de rejet dévié qui exploite le sous-sol de la Ville de Suresnes.

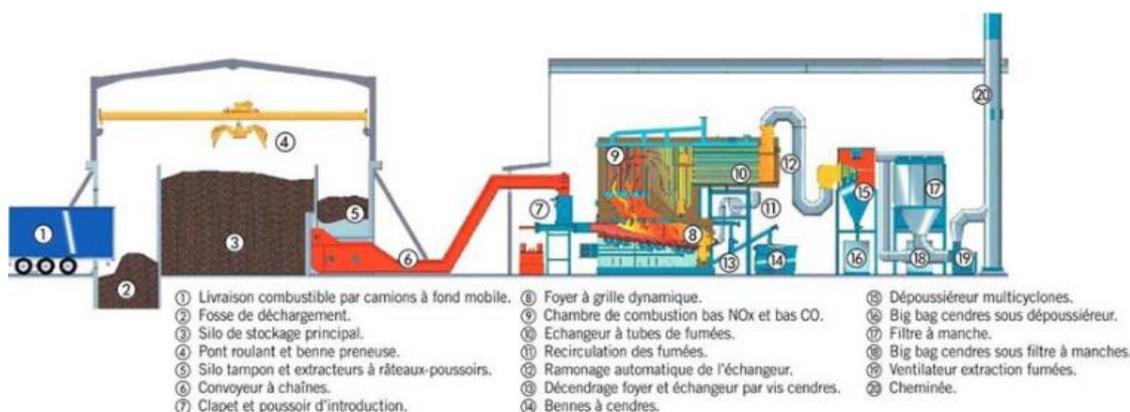
**Un projet est à l'étude pour le futur centre aquatique prévu au niveau du Centre de loisirs des Landes et de la Place de l'Abbé Franz Stock (4 500m<sup>2</sup> de foncier) qui pourra être une production à raccorder au réseau de chaleur.**

Les principales contraintes de cette ressources pour une utilisation sur le réseau de Suresnes sont :

- **Foncier disponible et forage possible**
- **Ressource en sous-sol suffisante (couche déjà exploitée par le réseau de Rueil : production environ 74GWh/ 13000 eq logement )**

## 5 Biomasse

Une production biomasse implique plus de contraintes techniques qu'une production gaz, le bois étant un combustible stockable. L'acheminement du combustible vers les chaudières biomasse nécessite beaucoup d'espace pour les livraisons par camions, le déchargement, le stockage et les convoyeurs.



Principe d'une centrale biomasse

Source : *Overview of District Heating and Cooling Markets and Regulatory Frameworks under the Revised Renewable Energy Directive*

La Ville de Suresnes dispose de très peu de foncier pour permettre une centrale biomasse.

**Un projet est à l'étude sur le centre aquatique prévu au niveau du Centre de loisirs des Landes et de la Place de l'Abbé Franz Stock (4 500m<sup>2</sup> de foncier) qui pourra être une production à raccorder au réseau de chaleur. De plus, la piscine qui est aujourd'hui sur le site des Raguidelles est alimentée par une chaufferie biomasse. Dans le cadre du déplacement de la piscine il serait intéressant d'étudier la mise à disposition de cette installation pour le réseau de chaleur ou la mise à disposition du terrain pour la construction d'une chaufferie biomasse plus puissante.**

Les principales contraintes de cette ressources pour une utilisation sur le réseau de Suresnes sont :

- Foncier disponible (env. 100m<sup>2</sup>/MW)
- Filières bois
- Filières de valorisation des cendres
- Livraisons de bois (plusieurs livraisons par jour en hiver)
- Qualité de l'air

## 6 Biogaz

Une étude pour un projet de méthanisation sur Suresnes avec valorisation de chaleur pour le réseau avait été menée.

- Scénario 1 : valorisation du biogaz en chaufferie

Ce scénario valorise directement le biogaz dans la chaufferie SOCLIS : l'espace disponible est de 660m<sup>2</sup> ce qui implique d'étendre l'installation sur un espace vert côté rue Nieuport.

<b>Valorisation énergétique annuelle du biogaz</b>	436 MWh/an soit 0,5% de l'énergie produite en chaufferie
<b>Investissement à prévoir</b>	390 000 €TTC
<b>Coûts annuels évités</b>	119 002 €TTC
<b>Coûts d'exploitation annuels (coûts de traitement)</b>	202 150 €TTC soit 225 €TTC/tonne

- Scénario 2 : valorisation du biogaz en sous station du réseau de chaleur

Ce scénario permet de valoriser le biogaz en sous-station et donc de s'élargir à différents emplacements, cependant il nécessite de rajouter un équipement de traitement du biogaz et nécessite 1200m<sup>2</sup> d'emprise foncière.

<b>Valorisation énergétique annuelle du biogaz</b>	343 MWh/an
<b>Investissement à prévoir</b>	792 000 €TTC
<b>Coûts annuels évités</b>	113 443 €TTC
<b>Coûts d'exploitation annuels (coûts de traitement)</b>	421 122 €TTC soit 468 €TTC/tonne

*Source : Implantation d'une étude micro-méthanisation à Suresnes*

**Cette étude n'a pas aboutie dû aux nuisances engendrées : agrandissement de la zone avec l'utilisation d'un espace vert sur voirie, aller-retour des camions, odeurs et bruits.**

Du biogaz est actuellement intégré au réseau, importé par des achats de garanties d'origine. **Cette intégration pourra être conservée mais n'est pas prise en compte dans le taux d'EnR&R imposé par l'ADEME pour bénéficier des aides.**

## 7 Solaire

Le potentiel solaire de la Ville de Suresnes a été étudié dans le cadre de la réalisation du cadastre. De nombreuses toitures sont intéressantes pour l'installation de panneaux solaires.



Potentiel solaire Suresnes Nord  
Source : Cadastre solaire



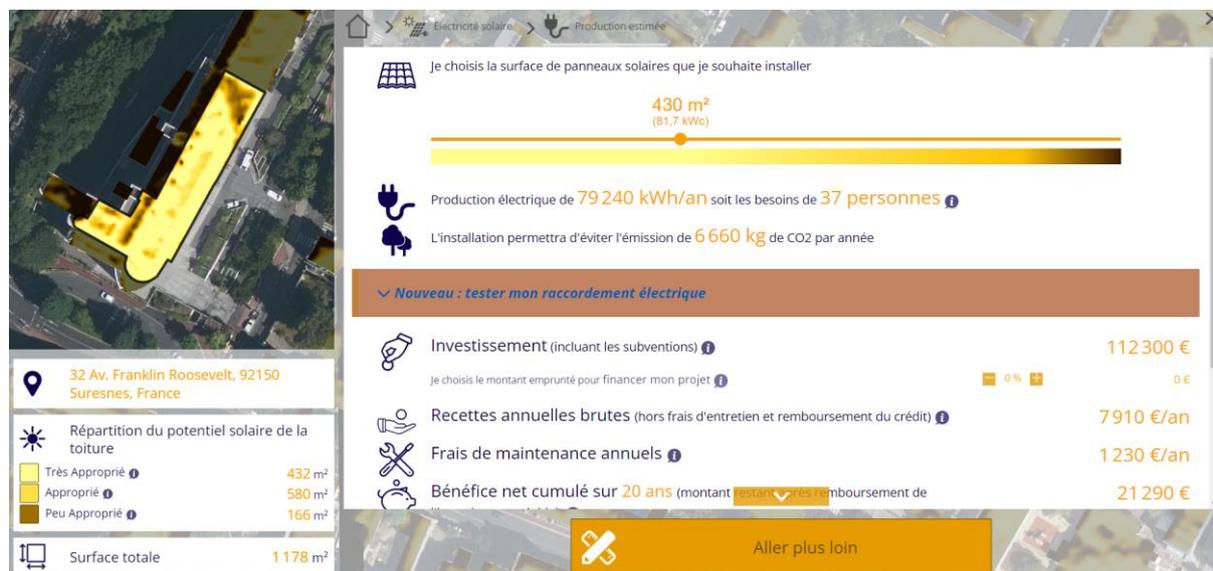
Potentiel solaire Suresnes Sud  
Source : Cadastre solaire

La production de chaleur par des installations de solaire thermique pour les réseaux de chaleur est possible mais nécessite beaucoup d'espace en toiture ou sur un champ solaire (environ 300m<sup>2</sup>/MW) ainsi qu'un stockage thermique important. **Une solution de solaire thermique n'est donc pas envisageable pour la ville de Suresnes qui ne dispose pas d'autant de surface foncière.**

Néanmoins, **il est possible d'envisager du solaire photovoltaïque sur toiture en autoconsommation.** Cette solution est notamment intéressante sur tous les bâtiments sur lesquels seront installées des

pompes à chaleur pour les alimenter en électricité. Pour des pompes à chaleur avec un COP de 3 (valeur usuelle), 1kWh d'électricité permet de produire 3kWh de chaleur.

Sur le bâtiment du parking Franklin Roosevelt sur lequel une récupération de chaleur est envisagée, environ 430 m<sup>2</sup> de toiture sont classés très appropriés pour l'installation de panneaux solaire, soit un potentiel de production électrique de 79 MWh/an environ.



Potentiel de solaire photovoltaïque sur le bâtiment du parking Franklin Roosevelt

Source : Cadastre solaire

## 8 Cogénération

Une cogénération gaz est déjà existante et utilisée sur le réseau. **Le contrat de rachat d'électricité prend fin à la fin de la DSP le 01/05/2024 et ne pourra pas être renouvelé.** L'utilisation de la cogénération sur le marché libre ou la vente de l'installation pourra être envisagée.

## 9 Gaz naturel

Le réseau est actuellement alimenté par des chaudières gaz. **Elles doivent être conservées pour satisfaire l'appoint de la production.**

---

## 10 Conclusion

---

Après l'étude du potentiel disponible il ressort plusieurs solutions envisageables pour le réseau de chaleur :

- Récupération de chaleur :
  - sur eaux grises
  - sur air des parkings souterrains
  - sur eau de Seine
- Interconnexions avec les réseaux
  - La Défense
  - Puteaux CICEO

Chaque solution engendre des contraintes techniques et contractuelles importantes à prendre en compte.

Les solutions d'interconnexions aux réseaux devront être arbitrées et négociées par la Ville de Suresnes avec les maîtres d'ouvrages des réseaux en question.

Les solutions de géothermie et biomasse sont intimement liées à la mise à disposition du foncier sur le projet du futur centre aqueduc.

Les solutions actuelles : chaudières gaz, biogaz et récupération de chaleur sur le réseau de froid devront être conservées. La cogénération pourra être utilisée sur le marché libre selon l'évolution des prix de l'énergie. Il est difficile aujourd'hui d'évaluer cette pertinence dans le contexte, c'est pourquoi, couplé au besoin d'EnR&R, il nous sera difficile de valoriser cette énergie. Néanmoins dans le cadre du renouvellement de la DSP, il nous semble intéressant de laisser une ouverture à cette solution technique.

Il est également possible d'installer du solaire photovoltaïque sur les bâtiments hébergeant une production.

Pour atteindre 60% d'EnR&R sur le réseau de chaleur de Suresnes un projet multi-énergie doit être mené. Ces énergies étant principalement des énergies basse température, le passage en basse pression du réseau est nécessaire. Un réseau très basse température peut éventuellement être envisagé.

---

## Etude des scénarios

---

### 1 Introduction

---

Dans le cadre du schéma directeur du réseau de chaleur de la Ville de Suresnes, nous avons étudié plusieurs scénarios envisageables pour le futur du réseau. L'objectif pour la Ville de Suresnes est de développer son réseau tout en atteignant un minimum de 60% d'alimentation en énergies renouvelables.

Cette étude permet de se projeter sur les possibilités du futur réseau et d'évaluer pour chaque scénario la mixité et le prix aux abonnés.

## 2 Données de consommations

### 2.1 Consommations du réseau actuel

Il n'y a pas d'évolution majeure à prévoir pour les abonnés du réseau actuel. Les consommations et puissances sont présentées ci-dessous :

Sous-stations	Consommation de référence (MwhU)	Part	Puiss. (kW)
DGI	1 035		1 025
Gallieni	1 325		1 496
Phase 1 Nanterre	842		511
Cité de l'Europe	1 966		1 728
ZAC BAC Bureaux	481		720
ZAC BAC Logements	1 479		650
ZAC BAC Bourrets	786		492
Pacemar	406		440
Arcadie	1 266		1 390
Centre Administratif	419		525
Fizeau	679		418
Hôtel de Ville	1 124		168
24-28 General de Gaulle	648		540
ZAC des 2 gares	1 603		816
Henri IV	531		332
Phase 3	4 216		2 725
Phase 4	2 162		1 994
Phase 2 Tête de pont 1	4 410		3 100
Phase 5	1 214		775
Jules Ferry	230		257
PLR C D	1 324		650
PLR A B	1 285		650
COOP / Hôtel des impôts	738		454
Aide sociale	119		174
SST Eclat de Seine	1 557		1 510
Bat A	232		800
Bat CD	387		1 000
L'innatendu	163		170
Cuisine centrale	581		600
Bat EF	214		770
Bat B	693		900
Services techniques	140		150
Quai Gallieni	2 500		2 127
Benoit Malon	1 076		1 300
IER	672		500
Quai Ouest	1 263		1 306
Rivière Seine Sisley	5 345		3 750
SG SD SE SF	1 501		898
Chevrolet	1 108		735
Bâtiment Murmures et Vita	864		576
Carnot Gambeta	1 486		850
Belvédère	710		804
Ratrait	2 565		1 398
Rouget de l'isle	867		660
Tivoli	369		343
Bas Roger	2 719		1 053
Belmont	1 910		1 638
Les Chênes	3 956		2 535
Danton	503		400
Bat D Très Bourgeois	2 032		1 300
<b>Total</b>	<b>65 701</b>		<b>50 103</b>

## 2.2 Prospections

### 2.2.1 Méthodologie

Afin de prévoir de futures extensions nous avons récupéré ou estimé les consommations des plus gros bâtiments de Suresnes : résidences, bâtiments publics et grands bâtiments tertiaires. Pour cela, nous avons pris contact avec plusieurs entités. Nous demandons les informations suivantes :

- Bâtiment (adresse, surface)
- Énergie
- Mode de chauffage (individuel/collectif)
- Consommation chauffage
- Consommation ECS
- Année de référence

Notre méthodologie de collecte de données a été la suivante :

Type de bâtiment	Source des données	Calcul des consommations
<b>Bâtiments publics (Ville, Département et Région)</b>	Ville de Suresnes Données publiques	Source fiable
<b>Bailleurs sociaux</b>	Hauts de Seine Habitat	Résidence Hauts de Seine Habitat : source fiable Estimation avec un ratio par surface pour les autres bailleurs
<b>Copropriétés</b>	Ville de Suresnes : Fichier des copropriétés de plus de 20 logements	Estimation avec un ratio par nombre de logement
<b>Bâtiments tertiaires</b>	Prospection	Estimation avec un ratio par surface
<b>Projets urbains</b>	Ville de Suresnes : Liste des permis de construire	Estimation avec un ratio par nombre de logement

Cette étape de prospection a permis d'identifier environ 400 bâtiments sur la commune. Tous les bâtiments identifiés ne sont pas forcément raccordables au réseau de chaleur. En effet, environ 50 bâtiments sont en chauffage individuel ou en électrique ce qui n'est pas compatible avec le réseau. Pour environ 300 bâtiments (copropriétés et bâtiments tertiaires privés) nous n'avons pas d'information sur le mode de chauffage actuel, nous les avons donc écartés dans un second temps. Nous avons donc environ 50 bâtiments qui ont été identifiés comme raccordables et sur lesquels nous avons basé notre étude d'extension.

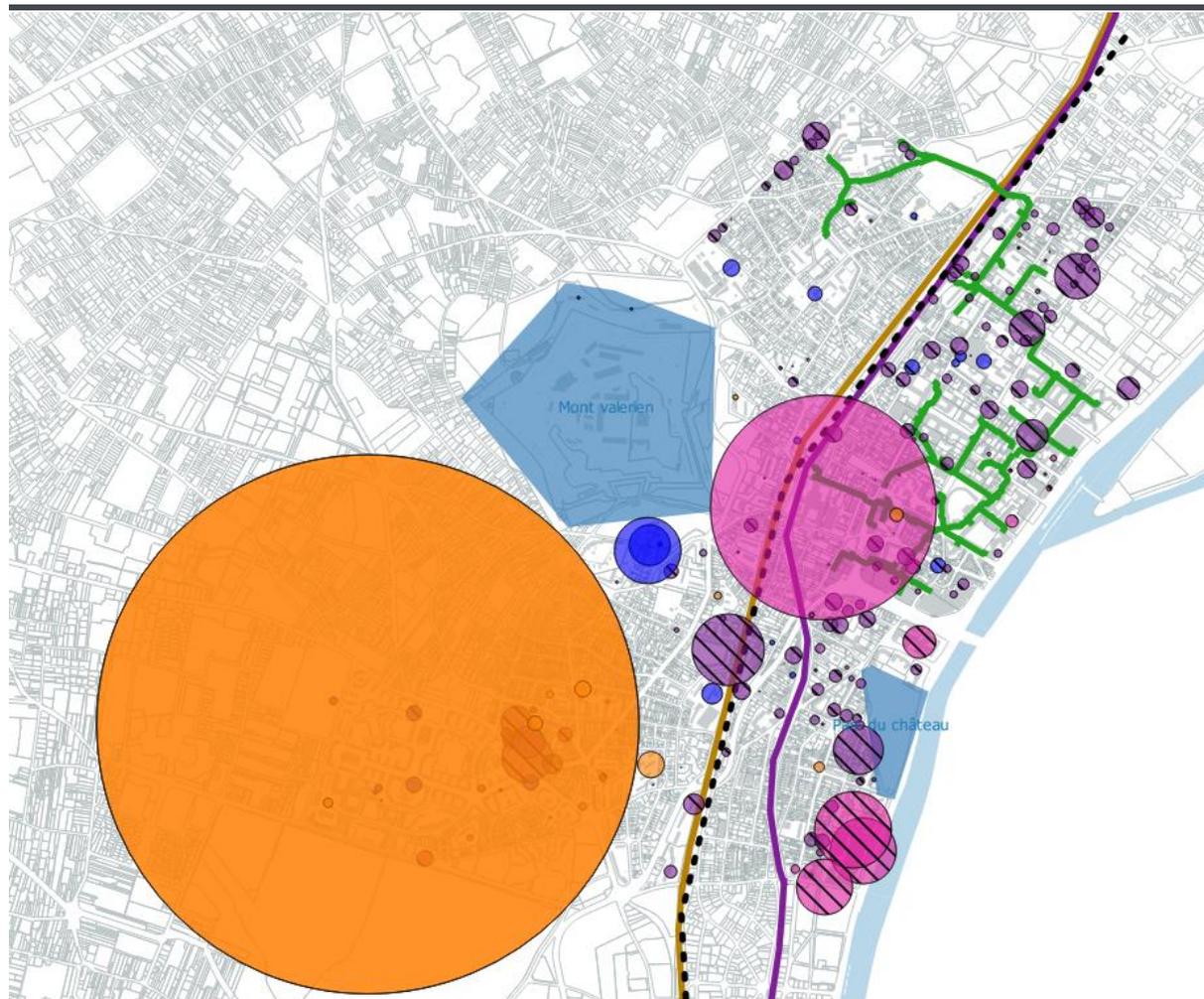
### 2.2.2 Types de prospects

Les types de prospects sont présentés dans les cartes ci-dessous. La taille des points est proportionnelle à la consommation.

#### Légende

Réseau Soclis	
Prospects	
Public	Contraintes Train
Copropriétés	Autoroute
Bailleurs	Tram
Tertiaire	Dénivelé
	Fleuve
	Zones protégées

*En hachuré: données non fiabilisées*



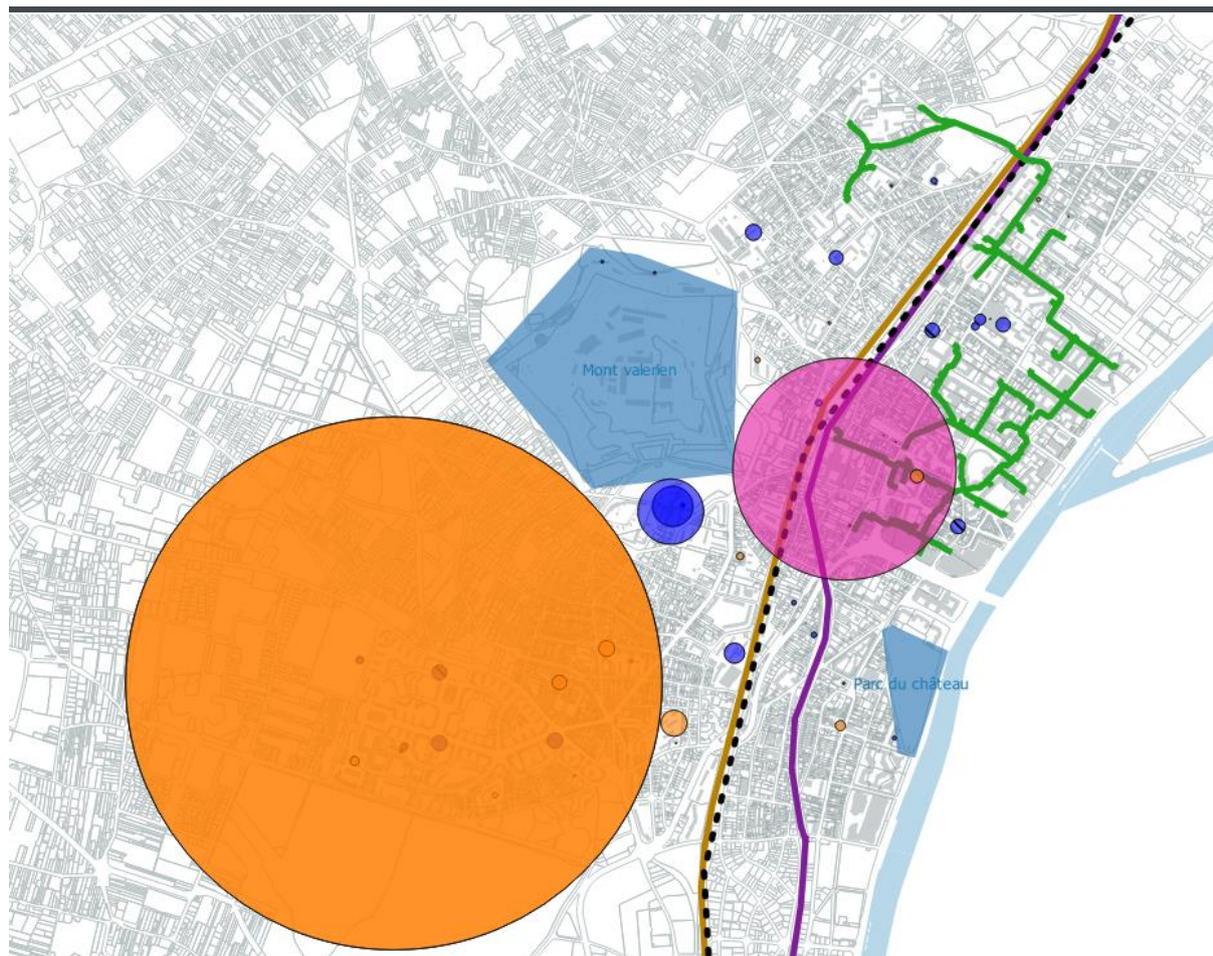
Carte des prospects complets

Nous remarquons qu'autour du réseau actuel sont présents beaucoup de copropriétés et quelques bâtiments publics. L'Hôpital Foch qui n'est pas raccordé aujourd'hui représente un prospect important : point en rose sur le réseau actuel.

Quelques gros prospects sont présents dans la partie sud de Suresnes sur laquelle le réseau n'est pas développé. Il s'agit principalement de bâtiments tertiaires privés (bureaux et écoles supérieures privées).

Enfin, sur la partie sud-ouest dans les hauts de Suresnes, nous avons un point très important. Il s'agit de résidences Hauts-de-Seine Habitat, bailleur très implanté dans cette zone. Les résidences Cité jardin notamment font l'objet de rénovation et de passage en chauffage collectif qui pourrait permettre un raccordement sur réseau de chaleur. Les futures consommations des résidences Cité Jardin ne sont pas encore connues, nous les avons estimés sur la base de 3 000 logements annoncés par la Ville de Suresnes.

En tenant compte uniquement des bâtiments raccordables avec des données fiables, nous obtenons la carte suivante :



Carte des prospects retenus

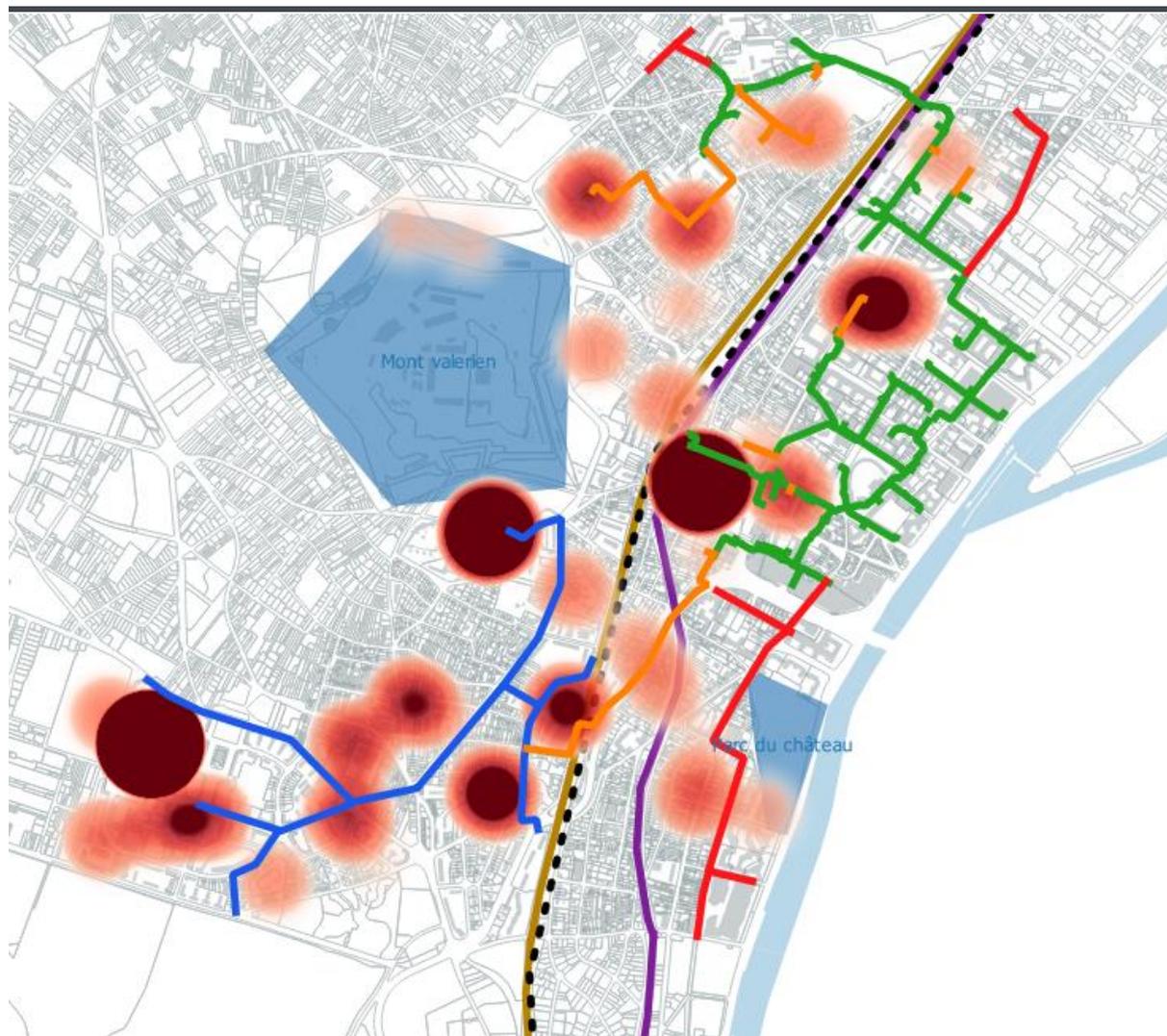
### 2.2.3 Tracé

La représentation des prospects sous forme de carte chaleur nous permet de visualiser la densité pour proposer un tracé cohérent.

#### Légende

- Réseau Soclis
- Extensions
- Extensions abandonnées
- Réseau 2
- Contraintes
- Train
- Autoroute
- Tram
- - - Dénivelé
- Fleuve
- Zones protégées

Les tronçons abandonnés représentent les zones avec les copropriétés ou les bâtiments tertiaires que nous avons écarté.



Carte chaleur et tracé

Les prospects retenus suite au tracé sont les suivants, pour un total d'environ 1 300 ml (tronçons en orange hors interconnexion au réseau 2) :

Prospects	Consommation de référence (MwhU)	Part	Puiss. (kW)
Collège Macé, Lycée Blériot, Ecole et Gymnase Albrecht	1 898		725
Lycée Langevin	769		360
GS des cottages	886		414
Pontillon: GS, Cuisine, Logement	426		199
56 rue rouget de Lisle	75		29
Cimetière Voltaire	9		4
19 rue Danton	163		62
Villa victoria	229		87
Bat 6 clos des ermites, cimetière carnot, siège opac, annexe république	172		80
33-37 avenue des landes	723		338
Ramap arc en ciel	129		60
Hôpital	12 150		5 681
<b>Total</b>	<b>17 629</b>		<b>8 040</b>

#### 2.2.4 Potentiel d'un deuxième réseau dans les hauts de Suresnes

Comme nous pouvons le remarquer sur les précédentes cartes, il existe un fort potentiel sur la partie sud-ouest dans les hauts de Suresnes avec notamment les résidences Cité Jardin de Hauts-de-Seine

habitat mais également d'autres résidences, l'école des Raguidelles, le Centre Aéré des Landes et le projet de centre aqualudique qui va se situer au niveau du Centre Aéré des Landes. Nous estimons environ 33 GWh de consommations dans cette zone. C'est pourquoi nous proposons de créer un deuxième réseau sur les hauts de Suresnes (tronçon en bleu sur le tracé, environ 3km) qui pourrait ou non s'interconnecter avec le réseau actuel sous condition de traverser les voies ferrées.

Ce réseau est d'autant plus intéressant que le terrain sur lequel est envisagé un projet de géothermie ou de biomasse se situe face au Centre Aéré des Landes. Dans le cas d'une interconnexion entre ce réseau et le réseau actuel cette production pourrait permettre d'alimenter en partie le réseau actuel.

La réalisation de ce deuxième réseau est néanmoins soumise à plusieurs contraintes en terme de planning car elle reposerait en majorité sur 2 projets qui ne sont pas encore aboutis. Les échéances qui nous ont été communiquées sont les suivantes :

- Centre aqualudique (Ville de Suresnes) – 2026/2028
- Rénovations et passage en collectif de la Cité Jardin (Hauts de Seine Habitat) – 2023/2026

Suite à un entretien avec Hauts-de-Seine Habitat, il a été pris la décision d'intégrer aux rénovations de la Cité Jardin une chaufferie collective indépendante qui pourra dans un second temps être raccordée au réseau de chaleur si le projet de deuxième réseau dans cette zone voit le jour.

### 3 Définition des scénarios

Nous avons étudié un large choix de scénarios et sous-scénarios pour les 2 réseaux :

- 1) Réseau basse température avec réhausse par PAC sur les sites de production
  - a) Réseau 1 sans extension
    - i) **Scénario sans raccordement au réseau ILD**
    - ii) **Scénario avec raccordement au réseau ILD**
  - b) Réseau 1 avec extensions
    - i) **Scénario avec sans raccordement au réseau ILD**
    - ii) **Scénario avec raccordement au réseau ILD**
    - iii) **Scénario géothermie**
  - c) Réseau 2
    - i) **Scénario géothermie**
    - ii) **Scénario biomasse**
  - d) Raccordement du réseau 2 au réseau 1 avec extensions
    - i) **Scénario avec raccordement au réseau ILD**
- 2) Réseau très basse température avec réhausse par PAC en sous-stations

Tous les scénarios comprennent le passage en BP du réseau, le remplacement des chaudières gaz et la rénovation des sous-stations de la branche nord.

Les énergies disponibles utilisées par ordre de priorité sont les suivantes :

- Récupération ICEIS
- [Récupération sur eaux grises avec PAC](#)
- [Récupération sur parkings avec PAC](#)

- Récupération sur eau de Seine avec PAC
- [Interconnexion ILD](#)
- Géothermie
- Biomasse
- Gaz/Biogaz

En bleu les ressources situées le long du réseau et non au niveau de la chaufferie. Nous avons imaginé que ces ressources permettaient de réchauffer le retour des branches :

- Nord : ILD ou Parking Belvédère
- Sud vers Hôpital Foch : Parking Roosevelt
- Sud vers Boulevard Henri Sellier : Eaux grises ou Parking Péguy

Les retours arrivent préchauffés en chaufferie dans une bache de mélange, la chaleur récupérée sur ICEIS y est ajoutée ainsi que la récupération sur eau de Seine le cas échéant. Les chaudières gaz/biogaz font le complément et permettent de remonter à 85°C. Nous intégrons la récupération sur eau de Seine dans les scénarios avec interconnexion ILD car cela permet de diminuer le prix sans dégrader le taux d'EnR&R.

Dans le cas d'une géothermie ou biomasse nous estimons que ces énergies sont dimensionnées pour atteindre 65% d'EnR, le gaz faisant le complément.

Les hypothèses techniques générales pour tous les scénarios sont les suivantes :

Début de la saison de chauffe	01 octobre
Fin de la saison de chauffe	31 mai
DJU de référence de la période	2 448
Température extérieure de référence	-7
Part des consos d'ECS dans les consos totales	30%
Plage d'utilisation de l'ECS	19 h      10 h
Consommations chauffage de référence réajustées	77 812 MWhU
Consommations ECS de référence réajustées	5 518 MWhU
Pour les DJU	2 228
Puissance instantanée ECS	1 008 kW
Puissance instantanée chauffage	49 095 kW
Puissance instantanée totale	51 595 kW
Coefficient d'intermittence pris en compte	1,00
Vitesse maximum admissible dans les conduites	1,80 m/s
Coefficient de perte de charge maximum admissible	15 mmCE/m
Température aller du réseau	95 °C
Température retour du réseau	60 °C
Débit théorique	1 268 m <sup>3</sup> /h
Pertes linéaires	2 °C

L'analyse économique et le calcul des tarifs est basée sur les prix des énergies suivants :

Prix (€HT/MWh)	
Electricité	400,00
ILD	350,00
Biogaz	200,00
Gaz	180,00
Géothermie	60,00
Biomasse	60,00
ICEIS	25,00

## 4 Analyse des scénarios

### 4.1 Réseau basse température avec réhausse par PAC sur les sites de production

#### 4.1.1 Réseau 1 sans extension

##### 4.1.1.1 Scénario sans raccordement au réseau ILD

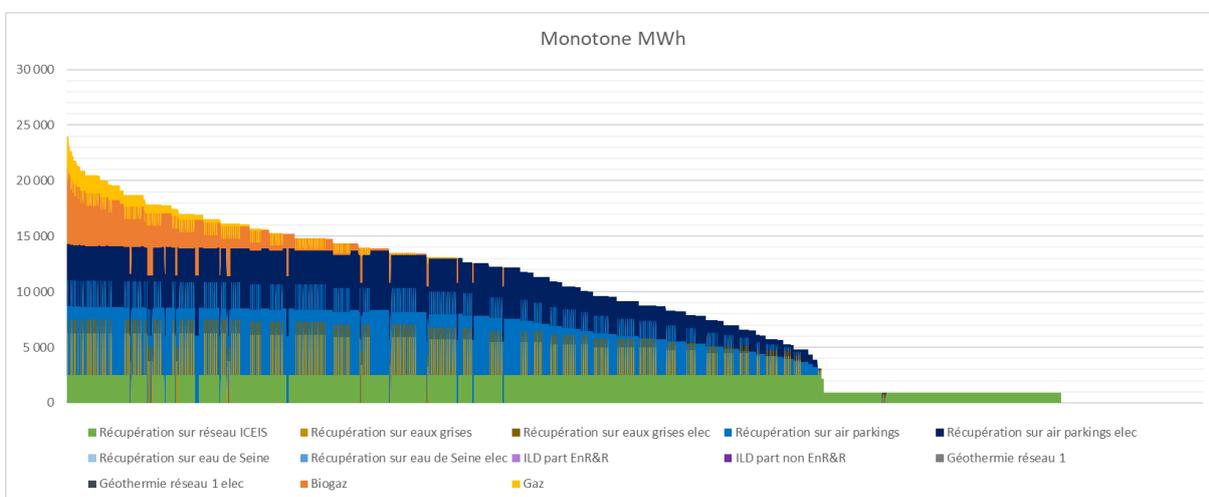
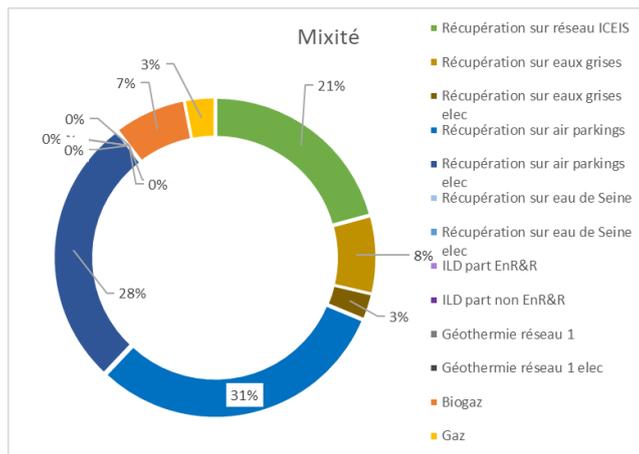
Puissance max des installations de production (kW)	
Récupération sur réseau ICEIS	2 500
Récupération sur eaux grises	5 000
Récupération sur air parkings	11 799
Récupération sur eau de Seine	0
Interconnexion réseau ILD	0
Gaz/Biogaz	33 500
Géothermie	0
Biomasse	0
<b>Total</b>	<b>52 799</b>

Energie	Disponibilité	Puissance max (kW)	Energie fournie (MWh)	Mixité %	Electricité nécessaire PAC (MWh)
<b>Récupération sur réseau ICEIS</b>	<b>97%</b>	<b>2 500</b>	<b>15 634</b>	<b>21%</b>	<b>4 602</b>
<i>dont part chaleur récupération</i>	-	-	11 032	15%	-
<i>dont part électricité PAC</i>	-	-	4 602	6%	-
<b>Récupération sur eaux grises</b>	<b>33%</b>	<b>5 000</b>	<b>7 937</b>	<b>11%</b>	<b>1 984</b>
<i>dont part chaleur récupération</i>	-	-	5 953	8%	-
<i>dont part électricité PAC</i>	-	-	1 984	3%	-
<b>Récupération sur air parkings</b>	<b>100%</b>	<b>11 799</b>	<b>43 922</b>	<b>58%</b>	<b>20 805</b>
<i>dont part chaleur récupération</i>	-	-	23 117	31%	-
<i>dont part électricité PAC</i>	-	-	20 805	28%	-
<b>Biogaz</b>	<b>100%</b>	<b>6 854</b>	<b>5 509</b>	<b>7%</b>	-
<b>Gaz</b>	<b>100%</b>	<b>3 910</b>	<b>2 301</b>	<b>3%</b>	-
<b>Total</b>		<b>30 062</b>	<b>75 303</b>	<b>100%</b>	<b>27 391</b>

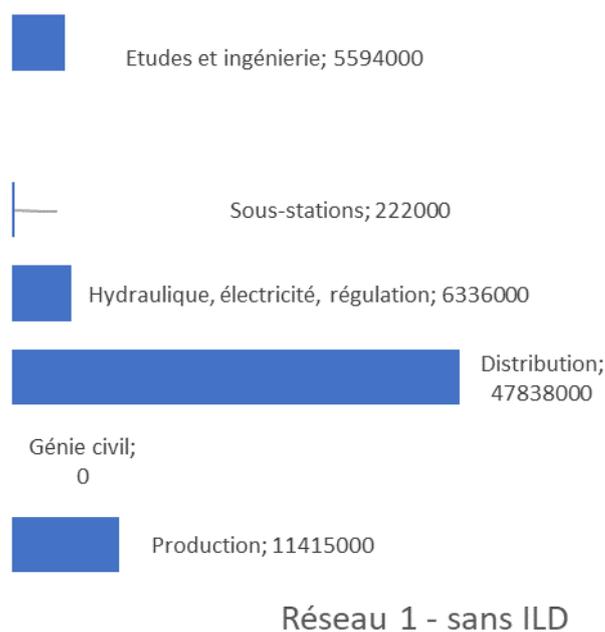
DJU	2 448
Besoins chauffage	66 909 MWh
Besoins ECS	4 808 MWh
Pertes réseau	3 586 MWh
Pertes rendement chaudières	2 170 MWh
Total entrée chaufferie	77 473 MWh
Total sortie chaufferie	75 303 MWh
Total livré en sous-stations	71 717 MWh

Mixité EnR&R Réseau ILD	63%
COP PAC eaux grises	4
COP PAC parkings	2,3
COP PAC eau Seine	3

Mixité EnR&R	67%
Mixité EnR&R sans biogaz	59%



Investissements (€HT)	
<b>Production</b>	<b>11 415 000</b>
Remplacement chaudières gaz/biogaz	2 680 000
PAC eaux grises	2 600 000
PAC parkings	6 135 000
PAC eau de Seine	0
Interconnexion ILD	0
Géothermie réseau 1	0
Géothermie réseau 2	0
Biomasse réseau 2	0
<b>Génie civil</b>	<b>0</b>
<b>Distribution</b>	<b>47 838 000</b>
Rénovation du réseau actuel + passage en BP	47 838 000
Interconnexion ILD	0
Extensions	0
Réseau 2	0
Interconnexion réseaux 1 et 2	0
<b>Hydraulique, électricité, régulation</b>	<b>6 336 000</b>
<b>Sous-stations</b>	<b>222 000</b>
Rénovation réseau nord	222 000
Interconnexion ILD	0
Extensions	0
Réseau 2	0
Interconnexion réseaux 1 et 2	0
<b>Etudes et ingénierie</b>	<b>5 594 000</b>
<b>Total</b>	<b>71 405 000</b>
<b>Total avec subventions (30%)</b>	<b>49 983 500</b>



Tarifs (€HT/MWh)	
R1	146,38
R21	0,48
R22	6,64
R23	1,13
R24	42,49
<b>R2</b>	<b>50,73</b>
<b>R1 + R2</b>	<b>197,11</b>

#### 4.1.1.2 Scénario avec raccordement au réseau ILD

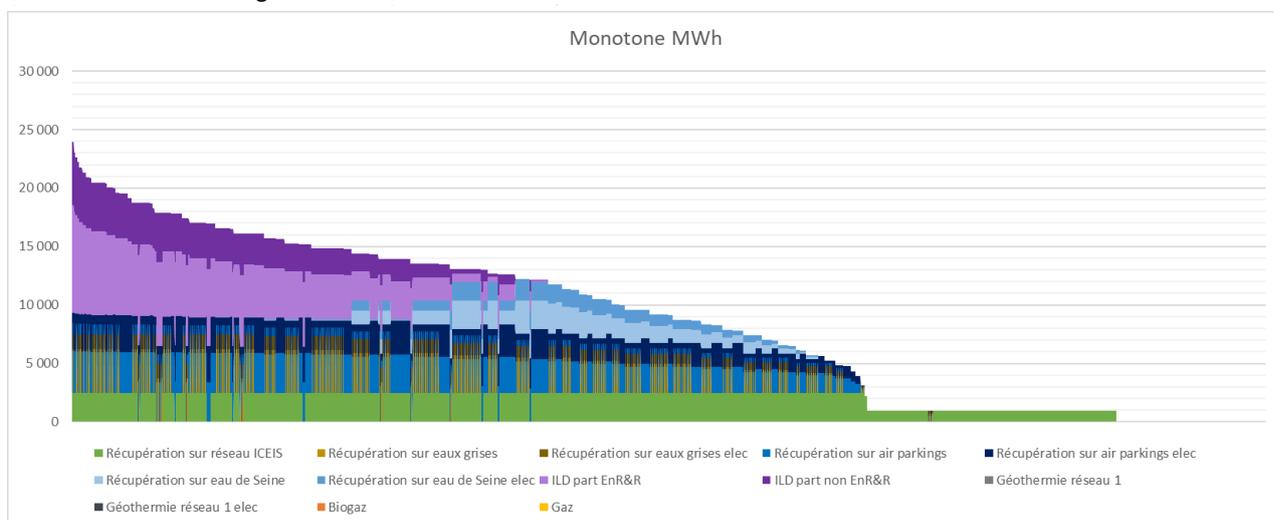
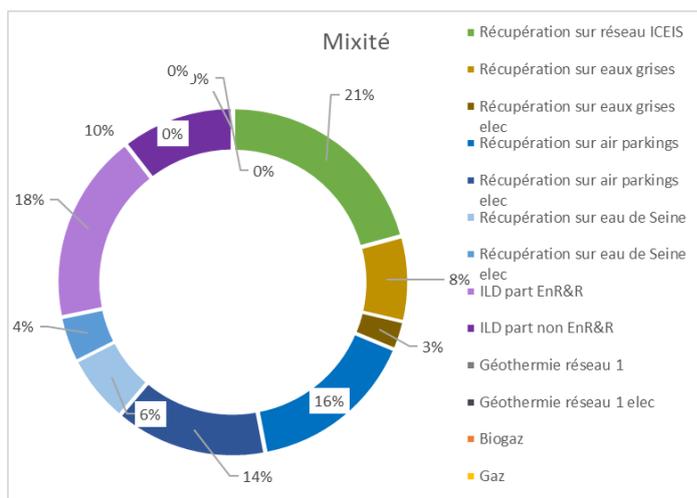
Puissance max des installations de production (kW)	
Récupération sur réseau ICEIS	2 500
Récupération sur eaux grises	5 000
Récupération sur air parkings	6 799
Récupération sur eau de Seine	5 000
Interconnexion réseau ILD	20 000
Gaz/Biogaz	33 500
Géothermie	0
Biomasse	0
<b>Total</b>	<b>72 799</b>

Energie	Disponibilité	Puissance max (kW)	Energie fournie (MWh)	Mixité %	Electricité nécessaire PAC (MWh)
<b>Récupération sur réseau ICEIS</b>	<b>97%</b>	<b>2 500</b>	<b>15 634</b>	<b>21%</b>	<b>4 602</b>
<i>dont part chaleur récupération</i>	-	-	11 032	15%	-
<i>dont part électricité PAC</i>	-	-	4 602	6%	-
<b>Récupération sur eaux grises</b>	<b>33%</b>	<b>5 000</b>	<b>7 937</b>	<b>11%</b>	<b>1 984</b>
<i>dont part chaleur récupération</i>	-	-	5 953	8%	-
<i>dont part électricité PAC</i>	-	-	1 984	3%	-
<b>Récupération sur air parkings</b>	<b>100%</b>	<b>6 799</b>	<b>22 477</b>	<b>30%</b>	<b>10 647</b>
<i>dont part chaleur récupération</i>	-	-	11 830	16%	-
<i>dont part électricité PAC</i>	-	-	10 647	14%	-
<b>Récupération sur eau de Seine</b>	<b>100%</b>	<b>4 665</b>	<b>7 960</b>	<b>11%</b>	<b>3 184</b>
<i>dont part chaleur récupération</i>	-	-	4 776	6%	-
<i>dont part électricité PAC</i>	-	-	3 184	4%	-
<b>Interconnexion réseau ILD</b>	<b>100%</b>	<b>14 645</b>	<b>21 295</b>	<b>28%</b>	-
<i>dont part EnR&amp;R</i>	-	-	13 416	18%	-
<i>dont part non EnR&amp;R</i>	-	-	7 879	10%	-
<b>Total</b>		<b>33 609</b>	<b>75 303</b>	<b>100%</b>	<b>20 417</b>

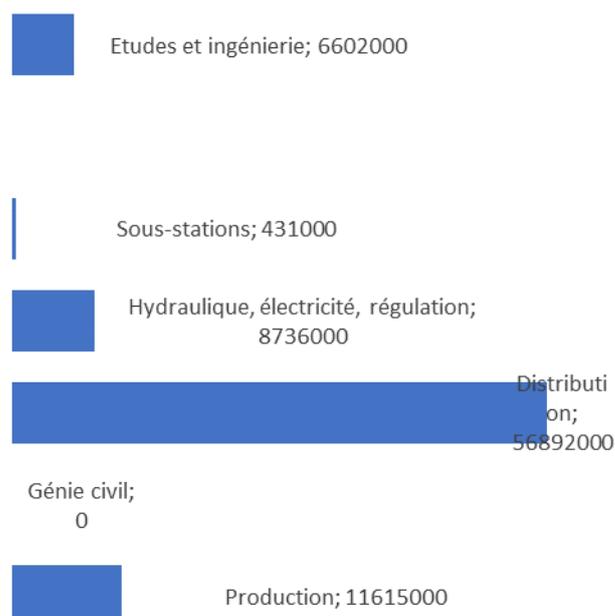
DJU	2 448
Besoins chauffage	66 909 MWh
Besoins ECS	4 808 MWh
Pertes réseau	3 586 MWh
Pertes rendement chaudières	0 MWh
Total entrée chaufferie	75 303 MWh
Total sortie chaufferie	75 303 MWh
Total livré en sous-stations	71 717 MWh

Mixité EnR&R Réseau ILD	63%
COP PAC eaux grises	4
COP PAC parkings	2,3
COP PAC eau Seine	3

Mixité EnR&R	69%
Mixité EnR&R sans biogaz	69%



Investissements (€HT)	
<b>Production</b>	<b>11 615 000</b>
Remplacement chaudières gaz/biogaz	2 680 000
PAC eaux grises	2 600 000
PAC parkings	3 535 000
PAC eau de Seine	2 600 000
Interconnexion ILD	200 000
Géothermie réseau 1	0
Géothermie réseau 2	0
Biomasse réseau 2	0
<b>Génie civil</b>	<b>0</b>
<b>Distribution</b>	<b>56 892 000</b>
Rénovation du réseau actuel + passage en BP	47 838 000
Interconnexion ILD	9 054 000
Extensions	0
Réseau 2	0
Interconnexion réseaux 1 et 2	0
<b>Hydraulique, électricité, régulation</b>	<b>8 735 827</b>
<b>Sous-stations</b>	<b>431 000</b>
Rénovation réseau nord	222 000
Interconnexion ILD	209 000
Extensions	0
Réseau 2	0
Interconnexion réseaux 1 et 2	0
<b>Etudes et ingénierie</b>	<b>6 602 000</b>
<b>Total</b>	<b>84 275 827</b>
<b>Total avec subventions (30%)</b>	<b>58 993 079</b>



Réseau 1 - avec ILD

Tarifs (€HT/MWh)	
R1	194,50
R21	0,33
R22	6,02
R23	0,79
R24	50,15
<b>R2</b>	<b>57,29</b>
<b>R1 + R2</b>	<b>251,79</b>

#### 4.1.2 Réseau 1 avec extensions

##### 4.1.2.1 Scénario sans raccordement au réseau ILD

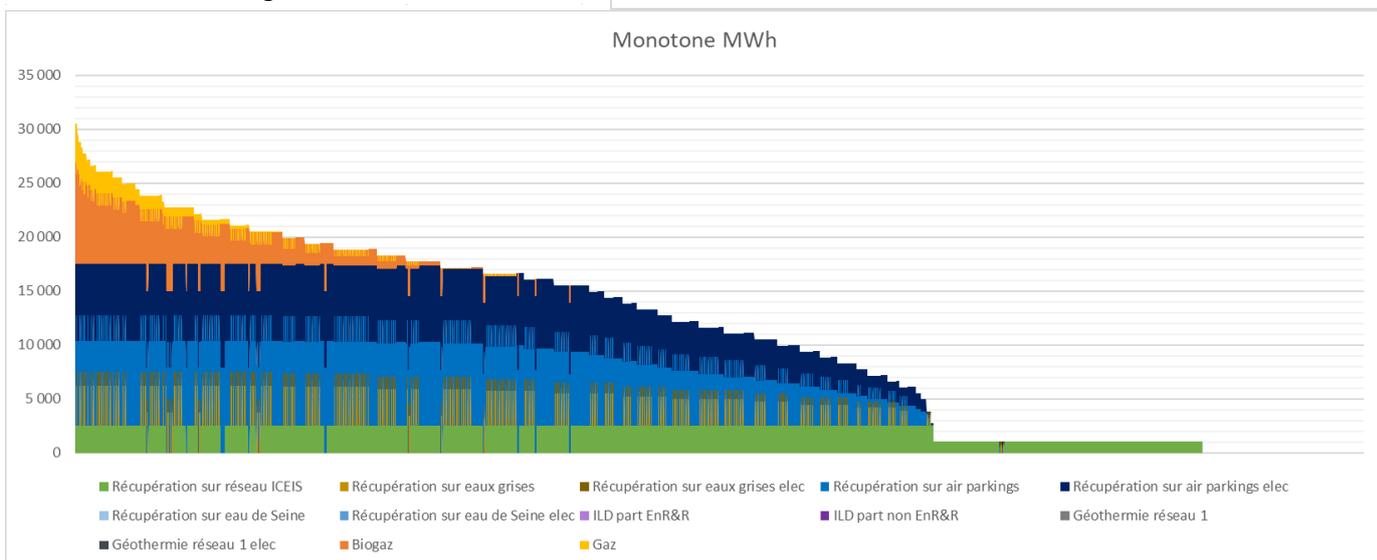
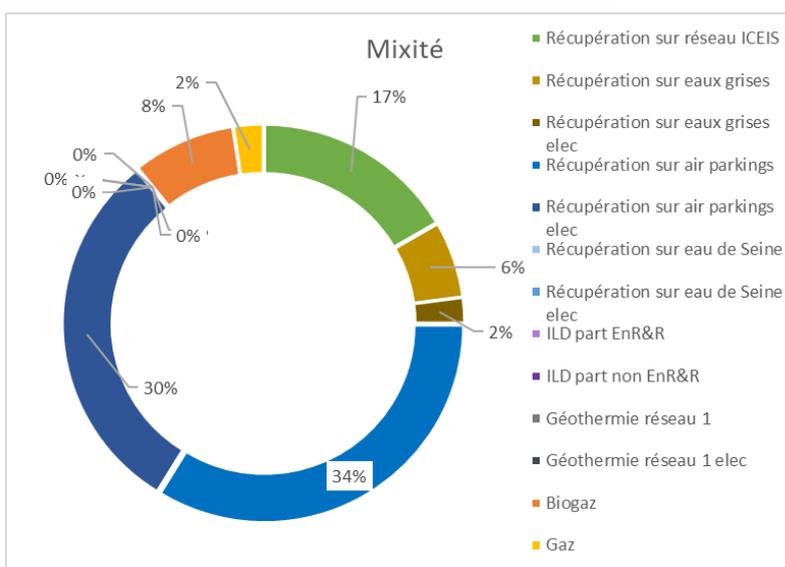
Puissance max des installations de production (kW)	
Récupération sur réseau ICEIS	2 500
Récupération sur eaux grises	5 000
Récupération sur air parkings	15 000
Récupération sur eau de Seine	0
Interconnexion réseau ILD	0
Gaz/Biogaz	33 500
Géothermie	0
Biomasse	0
<b>Total</b>	<b>56 000</b>

Energie	Disponibilité	Puissance max (kW)	Energie fournie (MWh)	Mixité %	Electricité nécessaire PAC (MWh)
<b>Récupération sur réseau ICEIS</b>	<b>97%</b>	<b>2 500</b>	<b>15 885</b>	<b>17%</b>	<b>4 686</b>
<i>dont part chaleur récupération</i>	-	-	11 199	12%	-
<i>dont part électricité PAC</i>	-	-	4 686	5%	-
<b>Récupération sur eaux grises</b>	<b>33%</b>	<b>5 000</b>	<b>7 993</b>	<b>8%</b>	<b>1 998</b>
<i>dont part chaleur récupération</i>	-	-	5 995	6%	-
<i>dont part électricité PAC</i>	-	-	1 998	2%	-
<b>Récupération sur air parkings</b>	<b>100%</b>	<b>15 000</b>	<b>61 371</b>	<b>64%</b>	<b>29 070</b>
<i>dont part chaleur récupération</i>	-	-	32 300	34%	-
<i>dont part électricité PAC</i>	-	-	29 070	30%	-
<b>Biogaz</b>	<b>100%</b>	<b>9 415</b>	<b>8 011</b>	<b>8%</b>	-
<b>Gaz</b>	<b>100%</b>	<b>4 680</b>	<b>2 309</b>	<b>2%</b>	-
<b>Total</b>		<b>36 595</b>	<b>95 569</b>	<b>100%</b>	<b>35 754</b>

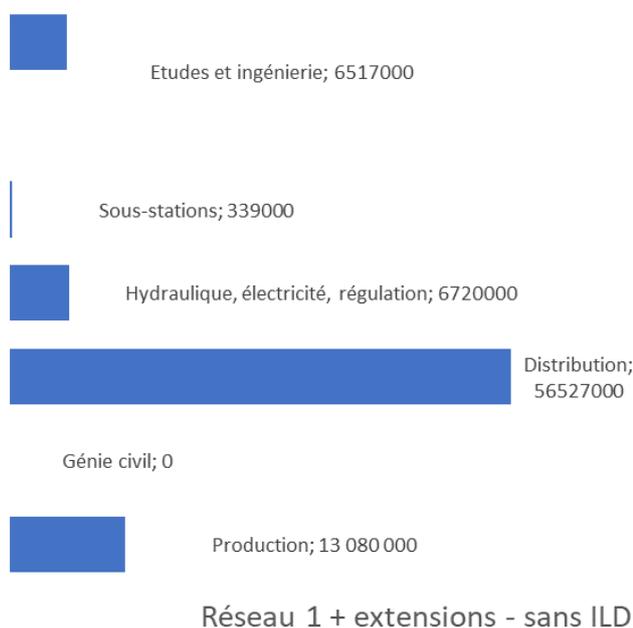
DJU	2 448
Besoins chauffage	85 500 MWh
Besoins ECS	5 518 MWh
Pertes réseau	4 551 MWh
Pertes rendement chaudières	2 388 MWh
Total entrée chaufferie	97 956 MWh
Total sortie chaufferie	95 569 MWh
Total livré en sous-stations	91 018 MWh

Mixité EnR&R Réseau ILD	63%
COP PAC eaux grises	4
COP PAC parkings	2,3
COP PAC eau Seine	3

Mixité EnR&R	65%
Mixité EnR&R sans biogaz	57%



Investissements (€HT)	
<b>Production</b>	<b>13 080 000</b>
Remplacement chaudières gaz/biogaz	2 680 000
PAC eaux grises	2 600 000
PAC parkings	7 800 000
PAC eau de Seine	0
Interconnexion ILD	0
Géothermie réseau 1	0
Géothermie réseau 2	0
Biomasse réseau 2	0
Génie civil	0
<b>Distribution</b>	<b>56 527 000</b>
Rénovation du réseau actuel + passage en BP	47 838 000
Interconnexion ILD	0
Extensions	8 689 000
Réseau 2	0
Interconnexion réseaux 1 et 2	0
<b>Hydraulique, électricité, régulation</b>	<b>6 720 000</b>
<b>Sous-stations</b>	<b>339 000</b>
Rénovation réseau nord	222 000
Interconnexion ILD	0
Extensions	117 000
Réseau 2	0
Interconnexion réseaux 1 et 2	0
<b>Etudes et ingénierie</b>	<b>6 517 000</b>
<b>Total</b>	<b>83 183 000</b>
<b>Total avec subventions (30%)</b>	<b>58 228 100</b>



Tarifs (€HT/MWh)	
R1	160,34
R21	0,50
R22	5,90
R23	1,19
R24	39,00
R2	46,58
R1 + R2	206,92

#### 4.1.2.2 Scénario avec raccordement au réseau ILD

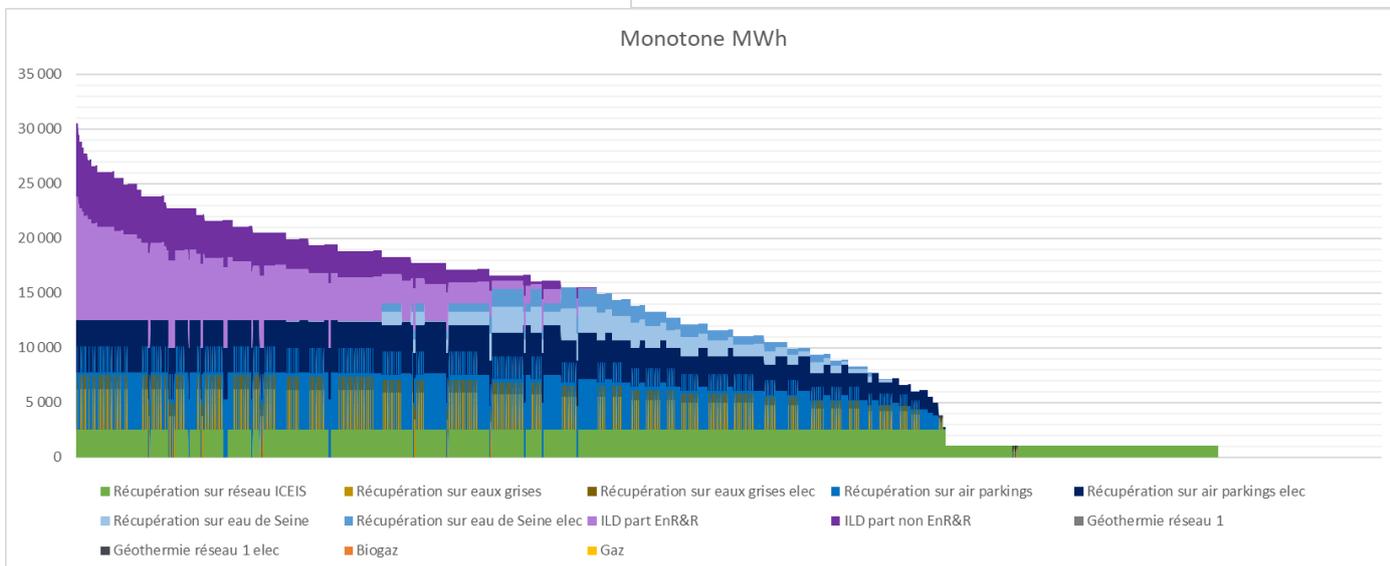
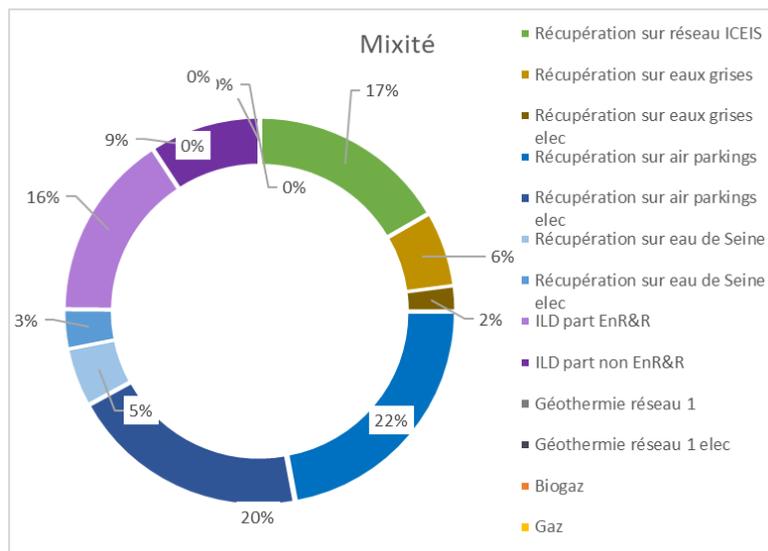
Puissance max des installations de production (kW)	
Récupération sur réseau ICEIS	2 500
Récupération sur eaux grises	5 000
Récupération sur air parkings	10 000
Récupération sur eau de Seine	5 000
Interconnexion réseau ILD	20 000
Gaz/Biogaz	33 500
Géothermie	0
Biomasse	0
<b>Total</b>	<b>76 000</b>

Energie	Disponibilité	Puissance max (kW)	Energie fournie (MWh)	Mixité %	Electricité nécessaire PAC (MWh)
<b>Récupération sur réseau ICEIS</b>	<b>97%</b>	<b>2 500</b>	<b>15 885</b>	<b>17%</b>	<b>4 686</b>
<i>dont part chaleur récupération</i>	-	-	11 199	12%	-
<i>dont part électricité PAC</i>	-	-	4 686	5%	-
<b>Récupération sur eaux grises</b>	<b>33%</b>	<b>5 000</b>	<b>7 993</b>	<b>8%</b>	<b>1 998</b>
<i>dont part chaleur récupération</i>	-	-	5 995	6%	-
<i>dont part électricité PAC</i>	-	-	1 998	2%	-
<b>Récupération sur air parkings</b>	<b>100%</b>	<b>10 000</b>	<b>40 147</b>	<b>42%</b>	<b>19 017</b>
<i>dont part chaleur récupération</i>	-	-	21 130	22%	-
<i>dont part électricité PAC</i>	-	-	19 017	20%	-
<b>Récupération sur eau de Seine</b>	<b>100%</b>	<b>4 801</b>	<b>7 775</b>	<b>8%</b>	<b>3 110</b>
<i>dont part chaleur récupération</i>	-	-	4 665	5%	-
<i>dont part électricité PAC</i>	-	-	3 110	3%	-
<b>Interconnexion réseau ILD</b>	<b>100%</b>	<b>17 977</b>	<b>23 768</b>	<b>25%</b>	-
<i>dont part EnR&amp;R</i>	-	-	14 974	16%	-
<i>dont part non EnR&amp;R</i>	-	-	8 794	9%	-
<b>Total</b>		<b>40 278</b>	<b>95 569</b>	<b>100%</b>	<b>28 811</b>

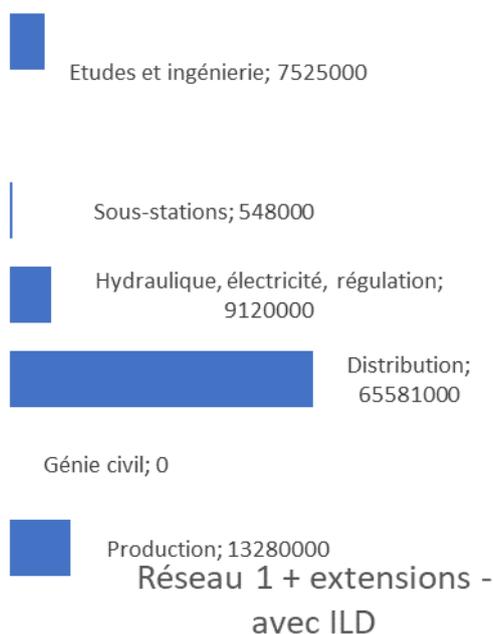
DJU	2 448
Besoins chauffage	85 500 MWh
Besoins ECS	5 518 MWh
Pertes réseau	4 551 MWh
Pertes rendement chaudières	0 MWh
Total entrée chaufferie	95 569 MWh
Total sortie chaufferie	95 569 MWh
Total livré en sous-stations	91 018 MWh

Mixité EnR&R Réseau ILD	63%
COP PAC eaux grises	4
COP PAC parkings	2,3
COP PAC eau Seine	3

Mixité EnR&R	66%
Mixité EnR&R sans biogaz	66%



Investissements (€HT)	
<b>Production</b>	<b>13 280 000</b>
Remplacement chaudières gaz/biogaz	2 680 000
PAC eaux grises	2 600 000
PAC parkings	5 200 000
PAC eau de Seine	2 600 000
Interconnexion ILD	200 000
Géothermie réseau 1	0
Géothermie réseau 2	0
Biomasse réseau 2	0
Génie civil	0
<b>Distribution</b>	<b>65 581 000</b>
Rénovation du réseau actuel + passage en BP	47 838 000
Interconnexion ILD	9 054 000
Extensions	8 689 000
Réseau 2	0
Interconnexion réseaux 1 et 2	0
<b>Hydraulique, électricité, régulation</b>	<b>9 120 000</b>
<b>Sous-stations</b>	<b>548 000</b>
Rénovation réseau nord	222 000
Interconnexion ILD	209 000
Extensions	117 000
Réseau 2	0
Interconnexion réseaux 1 et 2	0
<b>Etudes et ingénierie</b>	<b>7 525 000</b>
<b>Total</b>	<b>96 054 000</b>
<b>Total avec subventions (30%)</b>	<b>67 237 800</b>



Tarifs (€HT/MWh)	
<b>R1</b>	197,20
R21	0,38
R22	5,35
R23	0,90
R24	45,04
<b>R2</b>	51,67
<b>R1 + R2</b>	<b>248,87</b>

#### 4.1.2.3 Scénario géothermie

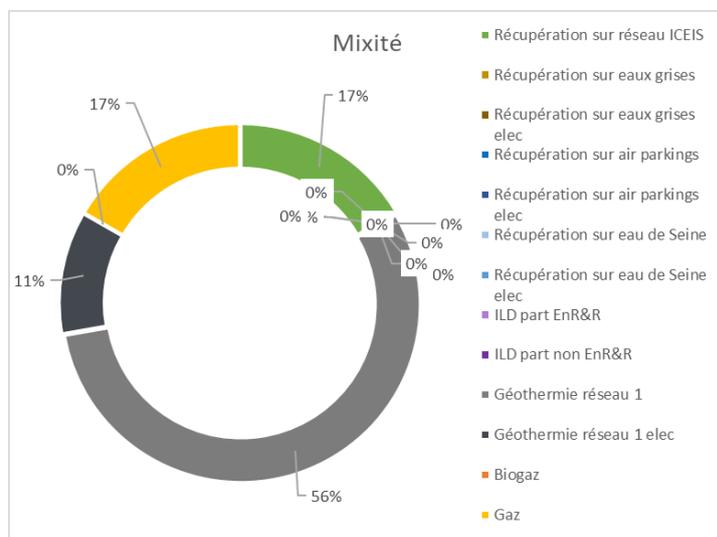
Puissance max des installations de production (kW)	
Récupération sur réseau ICEIS	2 500
Récupération sur eaux grises	0
Récupération sur air parkings	0
Récupération sur eau de Seine	0
Interconnexion réseau ILD	0
Gaz/Biogaz	33 500
Géothermie	13 000
Biomasse	0
<b>Total</b>	<b>49 000</b>

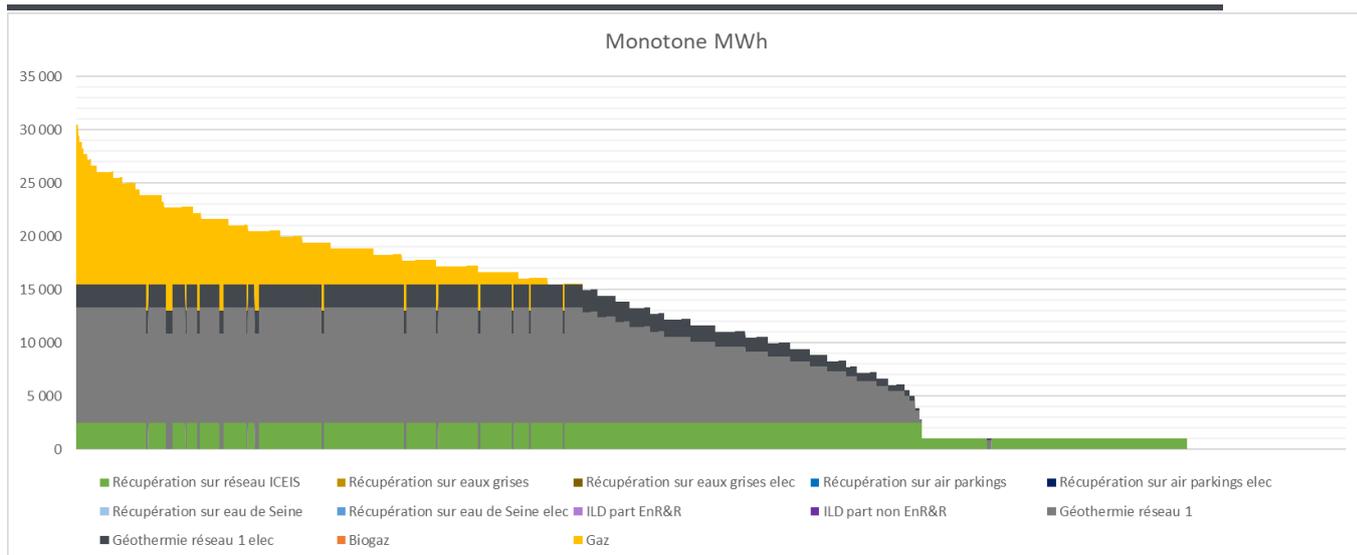
Energie	Disponibilité	Puissance max (kW)	Energie fournie (MWh)	Mixité %	Electricité nécessaire PAC (MWh)
<b>Récupération sur réseau ICEIS</b>	<b>97%</b>	<b>2 500</b>	<b>15 885</b>	<b>17%</b>	<b>4 686</b>
<i>dont part chaleur récupération</i>	-	-	11 199	12%	-
<i>dont part électricité PAC</i>	-	-	4 686	5%	-
<b>Géothermie réseau 1</b>	<b>0%</b>	<b>13 000</b>	<b>63 751</b>	<b>67%</b>	<b>10 625</b>
<i>dont part chaleur récupération</i>	-	-	53 126	56%	-
<i>dont part électricité PAC</i>	-	-	10 625	11%	-
<b>Gaz</b>	<b>100%</b>	<b>14 977</b>	<b>15 932</b>	<b>17%</b>	-
<b>Total</b>		<b>30 477</b>	<b>95 569</b>	<b>100%</b>	<b>15 311</b>

DJU	2 448
Besoins chauffage	85 500 MWh
Besoins ECS	5 518 MWh
Pertes réseau	4 551 MWh
Pertes rendement chaudières	2 400 MWh
Total entrée chaufferie	97 969 MWh
Total sortie chaufferie	95 569 MWh
Total livré en sous-stations	91 018 MWh

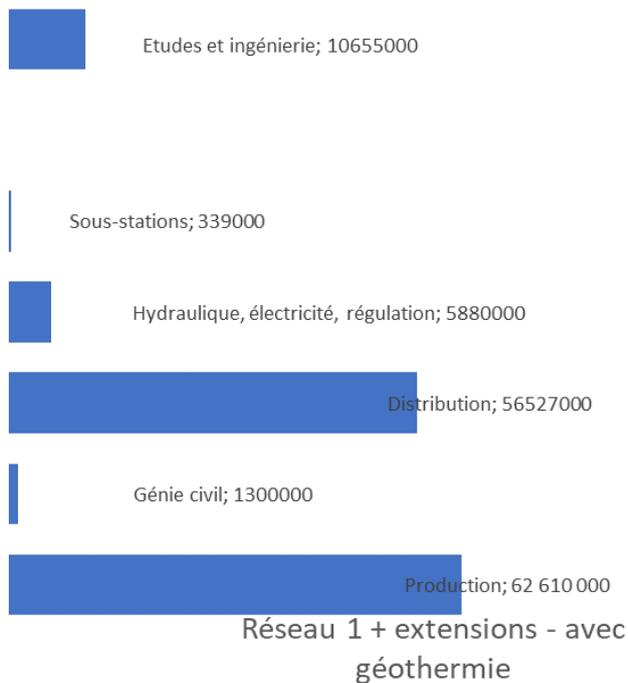
Mixité EnR&R Réseau ILD	63%
COP PAC eaux grises	4
COP PAC parkings	2,3
COP PAC eau Seine	3
COP PAC Géothermie	6

Mixité EnR&R	72%
Mixité EnR&R sans biogaz	72%





Investissements (€HT)	
<b>Production</b>	<b>62 610 000</b>
Remplacement chaudières gaz/biogaz	2 680 000
PAC eaux grises	0
PAC parkings	0
PAC eau de Seine	0
Interconnexion ILD	0
Géothermie réseau 1	59 800 000
Géothermie réseau 2	0
Biomasse réseau 2	0
<b>Génie civil</b>	<b>1 300 000</b>
<b>Distribution</b>	<b>56 527 000</b>
Rénovation du réseau actuel + passage en BP	47 838 000
Interconnexion ILD	0
Extensions	8 689 000
Réseau 2	0
Interconnexion réseaux 1 et 2	0
<b>Hydraulique, électricité, régulation</b>	<b>5 880 000</b>
<b>Sous-stations</b>	<b>339 000</b>
Rénovation réseau nord	222 000
Interconnexion ILD	0
Extensions	117 000
Réseau 2	0
Interconnexion réseaux 1 et 2	0
<b>Etudes et ingénierie</b>	<b>10 655 000</b>
<b>Total</b>	<b>137 311 000</b>
<b>Total avec subventions (30%)</b>	<b>96 117 700</b>



Tarifs (€HT/MWh)	
R1	83,33
R21	0,50
R22	6,34
R23	1,40
R24	64,38
<b>R2</b>	<b>72,62</b>
<b>R1 + R2</b>	<b>155,95</b>

### 4.1.3 Réseau 2

#### 4.1.3.1 Scénario géothermie

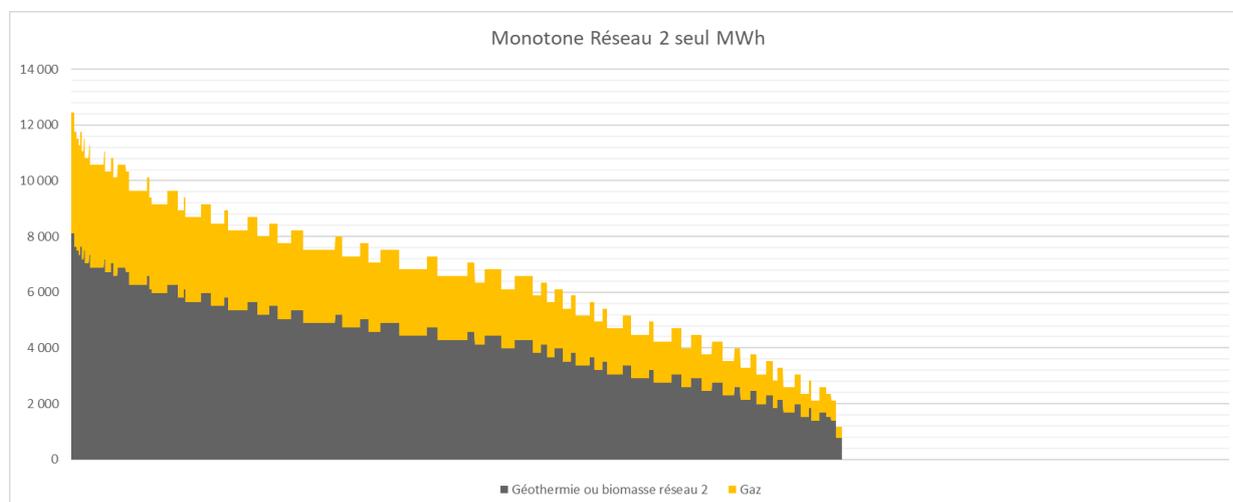
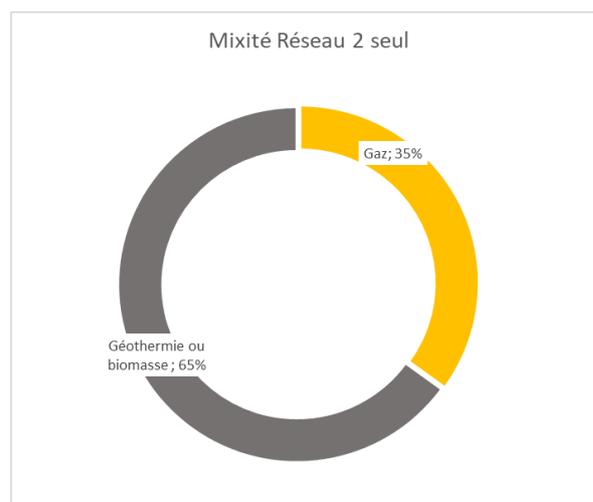
Puissance max des installations de production (kW)	
Récupération sur réseau ICEIS	0
Récupération sur eaux grises	0
Récupération sur air parkings	0
Récupération sur eau de Seine	0
Interconnexion réseau ILD	0
Gaz/Biogaz	4 361
Géothermie	8 099
Biomasse	0
<b>Total</b>	<b>12 459</b>

Energie	Disponibilité	Puissance max (kW)	Energie fournie (MWh)	Mixité %
<b>Gaz</b>	<b>100%</b>	<b>4 361</b>	<b>13 308</b>	<b>35%</b>
<b>Géothermie ou biomasse réseau 2</b>	<b>100%</b>	<b>8 099</b>	<b>24 714</b>	<b>65%</b>
<b>Total</b>		<b>12 459</b>	<b>38 021</b>	<b>100%</b>

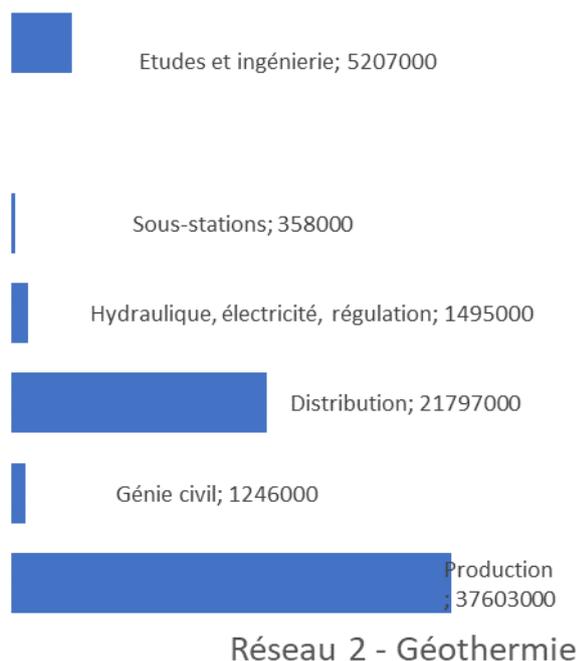
DJU	2 448
Besoins chauffage	36 211 MWh
Besoins ECS	0 MWh
Pertes réseau	1 811 MWh
Pertes rendement chaudières	3 399 MWh
Total entrée chaufferie	41 421 MWh
Total sortie chaufferie	38 021 MWh
Total livré en sous-stations	36 211 MWh

Mixité EnR&R Réseau ILD	63%
COP PAC eaux grises	4
COP PAC parkings	2,3
COP PAC eau Seine	3
COP PAC Géothermie	6

Mixité EnR&R	65%
Mixité EnR&R sans biogaz	65%



Investissements (€HT)	
<b>Production</b>	<b>37 603 000</b>
Remplacement chaudières gaz/biogaz	349 000
PAC eaux grises	0
PAC parkings	0
PAC eau de Seine	0
Interconnexion ILD	0
Géothermie réseau 1	0
Géothermie réseau 2	37 254 000
Biomasse réseau 2	0
<b>Génie civil</b>	<b>1 246 000</b>
<b>Distribution</b>	<b>21 797 000</b>
Rénovation du réseau actuel + passage en BP	0
Interconnexion ILD	0
Extensions	0
Réseau 2	21 797 000
Interconnexion réseaux 1 et 2	0
<b>Hydraulique, électricité, régulation</b>	<b>1 495 000</b>
<b>Sous-stations</b>	<b>358 000</b>
Rénovation réseau nord	0
Interconnexion ILD	0
Extensions	0
Réseau 2	358 000
Interconnexion réseaux 1 et 2	0
<b>Etudes et ingénierie</b>	<b>5 207 000</b>
<b>Total</b>	<b>67 706 000</b>
<b>Total avec subventions (30%)</b>	<b>47 394 200</b>



Tarifs (€HT/MWh)	
<b>R1</b>	102,00
R21	0,60
R22	3,65
R23	1,62
R24	79,79
<b>R2</b>	85,66
<b>R1 + R2</b>	<b>187,66</b>

#### 4.1.3.2 Scénario biomasse

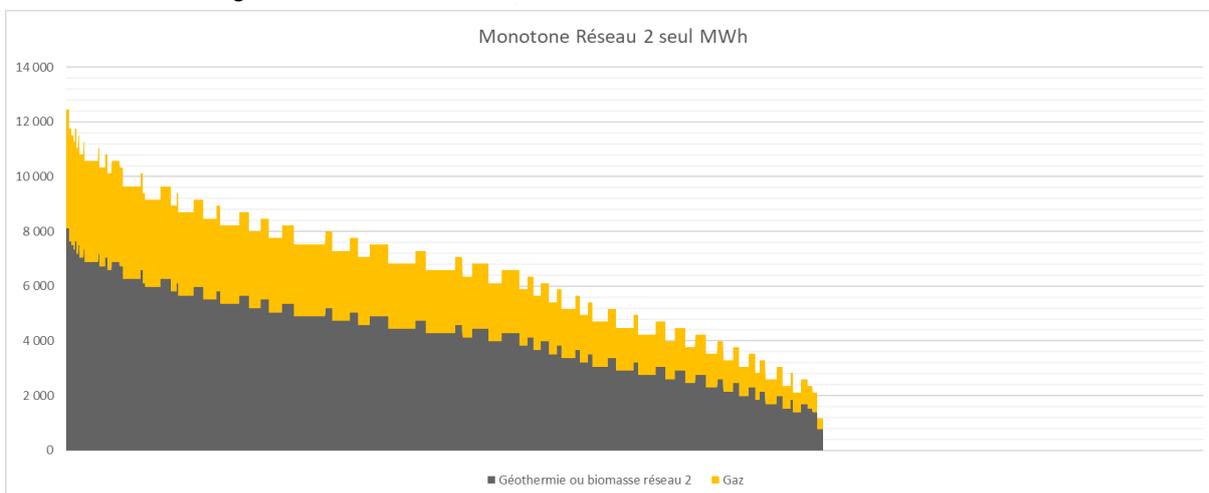
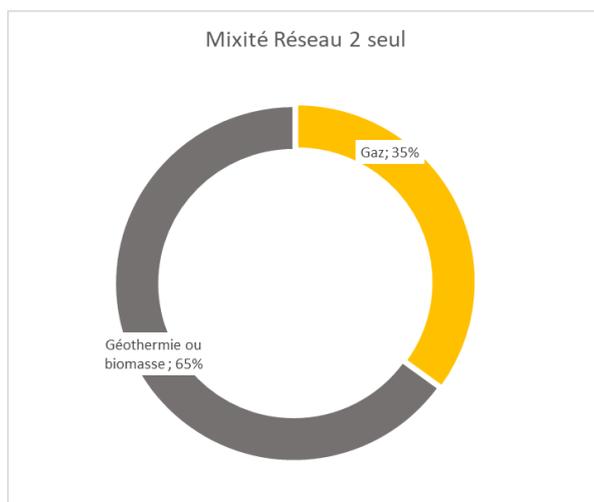
Puissance max des installations de production (kW)	
Récupération sur réseau ICEIS	0
Récupération sur eaux grises	0
Récupération sur air parkings	0
Récupération sur eau de Seine	0
Interconnexion réseau ILD	0
Gaz/Biogaz	4 361
Géothermie	0
Biomasse	8 099
<b>Total</b>	<b>12 459</b>

Energie	Disponibilité	Puissance max (kW)	Energie fournie (MWh)	Mixité %
<b>Gaz</b>	<b>100%</b>	<b>4 361</b>	<b>13 308</b>	<b>35%</b>
<b>Géothermie ou biomasse réseau 2</b>	<b>100%</b>	<b>8 099</b>	<b>24 714</b>	<b>65%</b>
<b>Total</b>		<b>12 459</b>	<b>38 021</b>	<b>100%</b>

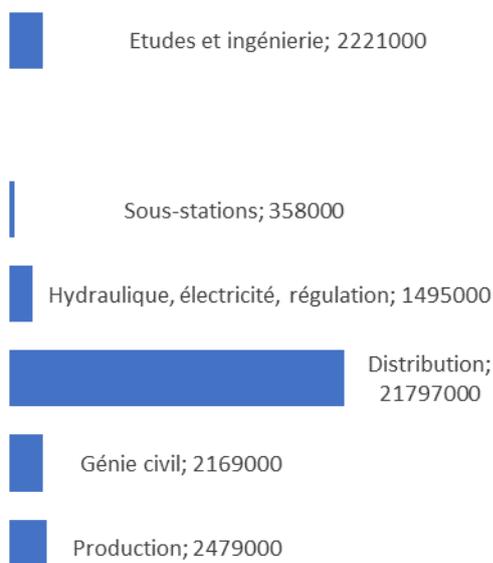
DJU	2 448
Besoins chauffage	36 211 MWh
Besoins ECS	0 MWh
Pertes réseau	1 811 MWh
Pertes rendement chaudières	3 399 MWh
Total entrée chaufferie	41 421 MWh
Total sortie chaufferie	38 021 MWh
Total livré en sous-stations	36 211 MWh

Mixité EnR&R Réseau ILD	63%
COP PAC eaux grises	4
COP PAC parkings	2,3
COP PAC eau Seine	3
COP PAC Géothermie	6

Mixité EnR&R	65%
Mixité EnR&R sans biogaz	65%



Investissements (€HT)	
<b>Production</b>	<b>2 479 000</b>
Remplacement chaudières gaz/biogaz	349 000
PAC eaux grises	0
PAC parkings	0
PAC eau de Seine	0
Interconnexion ILD	0
Géothermie réseau 1	0
Géothermie réseau 2	0
Biomasse réseau 2	2 130 000
<b>Génie civil</b>	<b>2 169 000</b>
<b>Distribution</b>	<b>21 797 000</b>
Rénovation du réseau actuel + passage en BP	0
Interconnexion ILD	0
Extensions	0
Réseau 2	21 797 000
Interconnexion réseaux 1 et 2	0
<b>Hydraulique, électricité, régulation</b>	<b>1 495 000</b>
<b>Sous-stations</b>	<b>358 000</b>
Rénovation réseau nord	0
Interconnexion ILD	0
Extensions	0
Réseau 2	358 000
Interconnexion réseaux 1 et 2	0
<b>Etudes et ingénierie</b>	<b>2 221 000</b>
<b>Total</b>	<b>30 519 000</b>
<b>Total avec subventions (30%)</b>	<b>21 363 300</b>



Réseau 2 - Biomasse

Tarifs (€HT/MWh)	
R1	102,00
R21	2,62
R22	7,55
R23	2,27
R24	35,97
R2	48,40
R1 + R2	150,40

#### 4.1.4 Raccordement du réseau 2 au réseau 1 avec extensions

##### 4.1.4.1 Scénario avec raccordement au réseau ILD

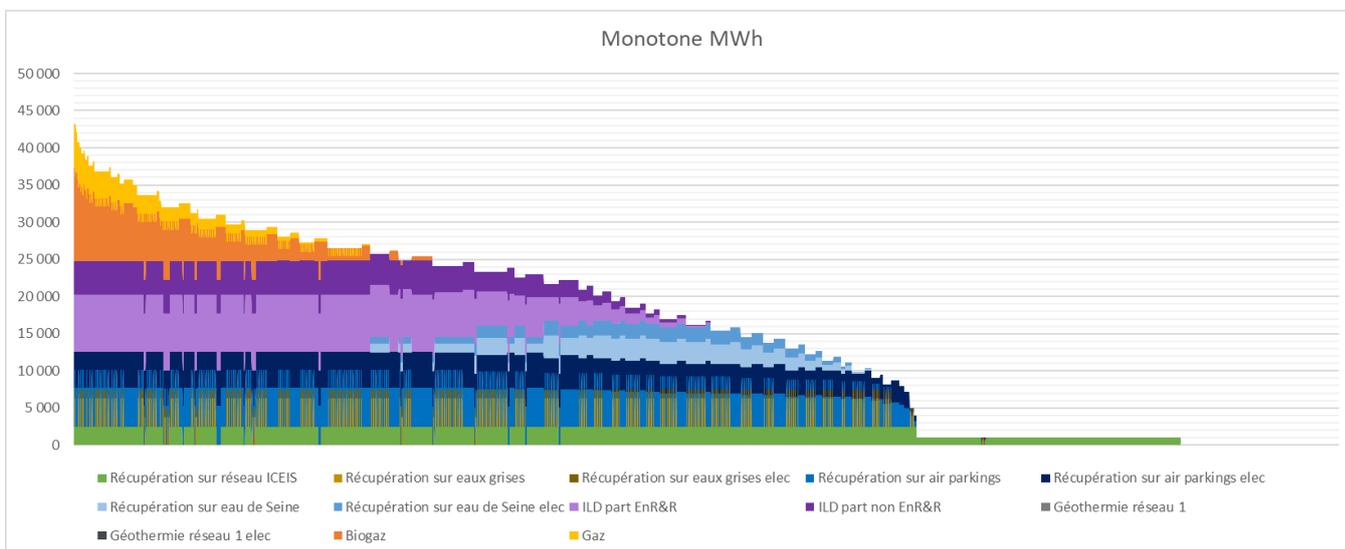
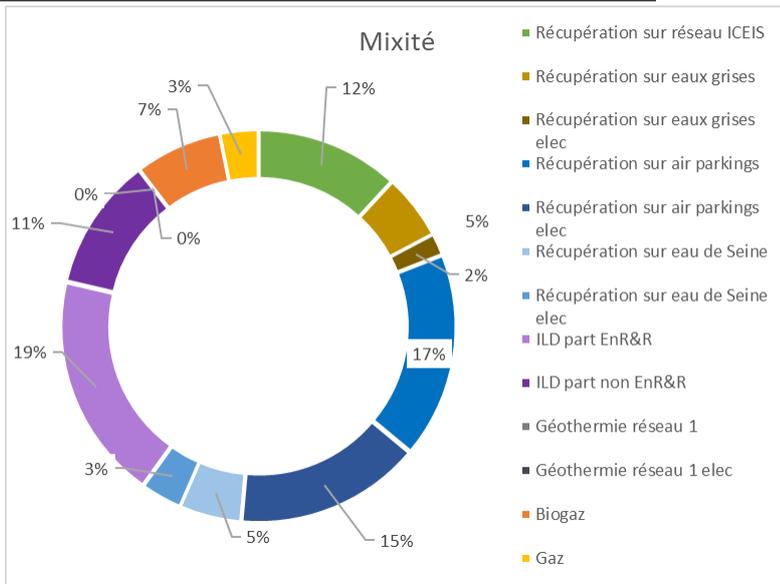
Puissance max des installations de production (kW)	
Récupération sur réseau ICEIS	2 500
Récupération sur eaux grises	5 000
Récupération sur air parkings	10 000
Récupération sur eau de Seine	5 000
Interconnexion réseau ILD	20 000
Gaz/Biogaz	37 861
Géothermie	0
Biomasse	0
<b>Total</b>	<b>80 361</b>

Energie	Disponibilité	Puissance max (kW)	Energie fournie (MWh)	Mixité %	Electricité nécessaire PAC (MWh)
<b>Récupération sur réseau ICEIS</b>	<b>97%</b>	<b>2 500</b>	<b>15 885</b>	<b>12%</b>	<b>4 686</b>
<i>dont part chaleur récupération</i>	-	-	11 199	8%	-
<i>dont part électricité PAC</i>	-	-	4 686	3%	-
<b>Récupération sur eaux grises</b>	<b>33%</b>	<b>5 000</b>	<b>9 693</b>	<b>7%</b>	<b>2 423</b>
<i>dont part chaleur récupération</i>	-	-	7 270	5%	-
<i>dont part électricité PAC</i>	-	-	2 423	2%	-
<b>Récupération sur air parkings</b>	<b>100%</b>	<b>10 000</b>	<b>43 456</b>	<b>32%</b>	<b>20 585</b>
<i>dont part chaleur récupération</i>	-	-	22 872	17%	-
<i>dont part électricité PAC</i>	-	-	20 585	15%	-
<b>Récupération sur eau de Seine</b>	<b>100%</b>	<b>5 000</b>	<b>11 385</b>	<b>8%</b>	<b>4 554</b>
<i>dont part chaleur récupération</i>	-	-	6 831	5%	-
<i>dont part électricité PAC</i>	-	-	4 554	3%	-
<b>Interconnexion réseau ILD</b>	<b>100%</b>	<b>12 200</b>	<b>40 007</b>	<b>30%</b>	-
<i>dont part EnR&amp;R</i>	-	-	25 204	19%	-
<i>dont part non EnR&amp;R</i>	-	-	14 803	11%	-
<b>Biogaz</b>	<b>100%</b>	<b>12 606</b>	<b>9 617</b>	<b>7%</b>	-
<b>Gaz</b>	<b>100%</b>	<b>6 974</b>	<b>4 234</b>	<b>3%</b>	-
<b>Total</b>		<b>54 280</b>	<b>134 277</b>	<b>100%</b>	<b>32 247</b>

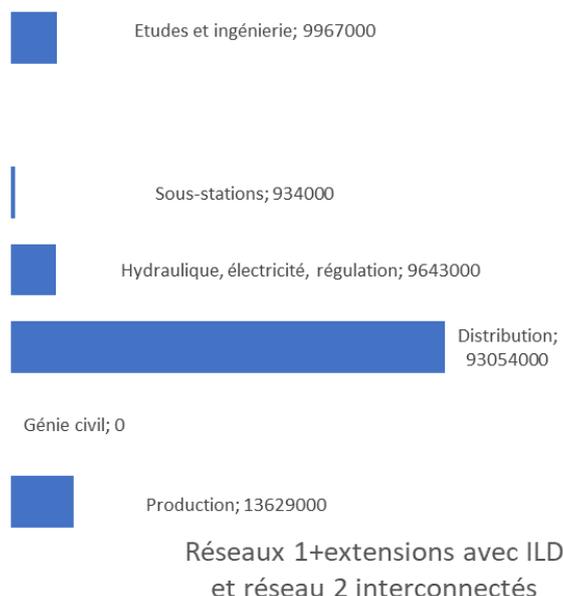
DJU	2 448
Besoins chauffage	122 364 MWh
Besoins ECS	5 518 MWh
Pertes réseau	6 394 MWh
Pertes rendement chaudières	2 626 MWh
Total entrée chaufferie	136 902 MWh
Total sortie chaufferie	134 277 MWh
Total livré en sous-stations	127 882 MWh

Mixité EnR&R Réseau ILD	63%
COP PAC eaux grises	4
COP PAC parkings	2,3
COP PAC eau Seine	3
COP PAC Géothermie	6

Mixité EnR&R	65%
Mixité EnR&R sans biogaz	58%



Investissements (€HT)	
<b>Production</b>	<b>13 629 000</b>
Remplacement chaudières gaz/biogaz	3 029 000
PAC eaux grises	2 600 000
PAC parkings	5 200 000
PAC eau de Seine	2 600 000
Interconnexion ILD	200 000
Géothermie réseau 1	0
Géothermie réseau 2	0
Biomasse réseau 2	0
<b>Génie civil</b>	<b>0</b>
<b>Distribution</b>	<b>93 054 000</b>
Rénovation du réseau actuel + passage en BP	47 838 000
Interconnexion ILD	9 054 000
Extensions	8 689 000
Réseau 2	21 797 000
Interconnexion réseaux 1 et 2	5 676 000
<b>Hydraulique, électricité, régulation</b>	<b>9 643 000</b>
<b>Sous-stations</b>	<b>934 000</b>
Rénovation réseau nord	222 000
Interconnexion ILD	209 000
Extensions	117 000
Réseau 2	358 000
Interconnexion réseaux 1 et 2	28 000
<b>Etudes et ingénierie</b>	<b>9 967 000</b>
<b>Total</b>	<b>127 227 000</b>
<b>Total avec subventions (30%)</b>	<b>89 058 900</b>



Tarifs (€HT/MWh)	
R1	209,34
R21	0,38
R22	4,44
R23	0,84
R24	42,46
R2	48,12
R1 + R2	257,46

## 4.2 Réseau très basse température avec réhausse par PAC en sous-stations

Le principe du scénario très basse température est d'avoir un réseau à 65°C (au lieu de 85°C) qui permet de capter des énergies sans réhausse de température par PAC (géothermie notamment) ou avec une réhausse de température plus faible qui permet d'avoir de meilleurs COP sur les pompes à chaleur. De plus, en abaissant la température les pertes de chaleur sont diminuées.

Néanmoins cela implique que les abonnés aient un mode de chauffage compatible à la basse température. Nous ne connaissons pas les régimes de températures des abonnés et prospects, nous supposons qu'ils sont tous aujourd'hui autour de 85°C/65°C. Le passage en basse température pourrait nécessiter des rénovations sur les installations secondaires. Les bâtiments possédant des CTA fonctionnant sur des régimes haute températures ne seraient pas compatibles. Les logements pourraient donc éventuellement être compatibles.

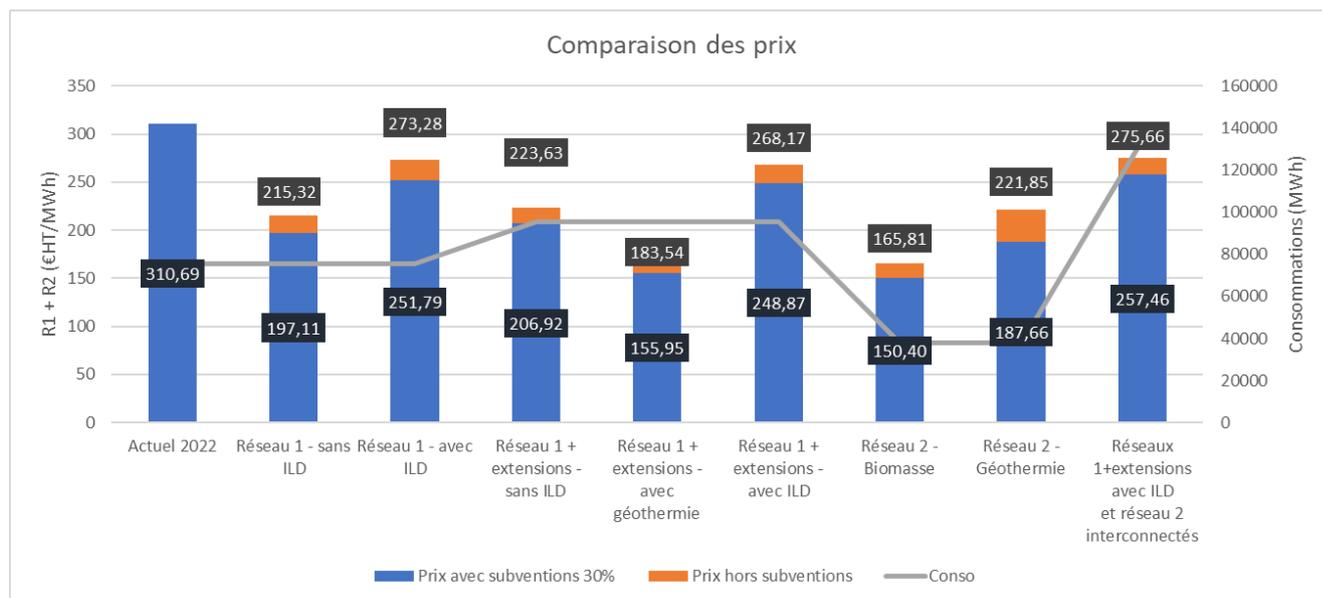
Dans ce scénario nous avons donc envisagé une réhausse de température dans les sous-stations nécessitant un régime de température plus haut. Cela implique d'installer une PAC en sous-station permettant de rehausser en température. La contrainte de cette installation étant de pouvoir isoler la consommation électrique de la PAC en sous-station qui relève des installations primaires.

Après simulations, le fait de passer le réseau à 65°C permet de gagner 2% de mixité EnR&R seulement, l'impact sur le prix n'est pas significatif et ce scénario rajoutant des contraintes techniques n'est pas réalisable à court terme car les abonnés sont actuellement en haute température. Nous avons donc abandonné ce scénario.

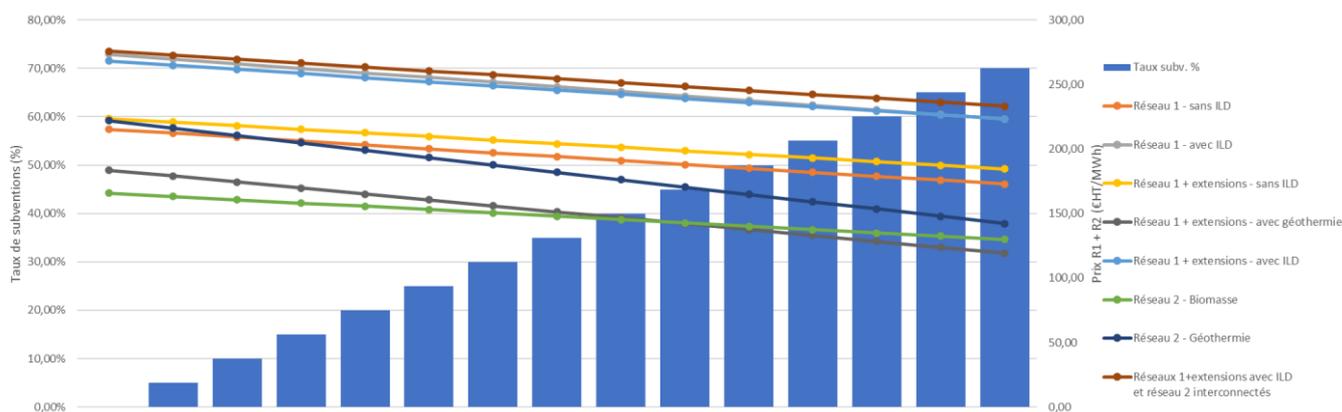
## 5 Synthèse

Tous les scénarios présentent de fortes contraintes techniques et contractuelles. La multiplicité des sources de récupération permet d'obtenir au moins 55% d'EnR&R pour tous les scénarios et d'atteindre plus de 65% d'EnR&R pour les scénarios incluant de la biomasse (ILD compris) ou de la géothermie.

La comparaison du tarif à l'abonné est présentée dans le graphique ci-dessous :



Ces tarifs ont été calculés avec un taux de subventions de 30% sur les investissements. La sensibilité du montant des subventions est présentée dans le graphique ci-dessous :



Tous les scénarios se situent en dessous de l'état actuel, le réseau actuel ayant un tarif particulièrement élevé. Néanmoins les tarifs restent plutôt élevés sans une biomasse ou géothermie indépendante sur le territoire de Suresnes, malgré des coûts d'investissements plus importants. En effet, le réseau ILD avec un prix estimé à 350 €/MWh fait sensiblement monter les tarifs.

Nous remarquons que les extensions ont peu d'impact sur le tarif.

Le réseau 2 bénéficie d'un tarif moins cher si il est alimenté par une production indépendante plutôt qu'alimenté par le réseau 1.

En cas d'interconnexion des 2 réseaux le réseau 1 pourrait bénéficier d'une production géothermie ou biomasse installée sur le réseau 2. Ce scénario n'a pas été étudié, le réseau 2 étant encore incertain une solution renouvelable doit être mise en œuvre sur le réseau 1 indépendamment du réseau 2.

Enfin, il est possible d'optimiser les tarifs en installant des panneaux solaire photovoltaïques en toiture des bâtiments de production pour autoconsommation qui permettraient d'alimenter en partie les pompes à chaleur. L'impact reste faible (environ 1€HT sur le tarif global par toiture).

---

## Conclusions du schéma directeur

---

La Délégation de Service Public du réseau de chaleur de la Ville de Suresnes arrive à échéance au 31/05/2024. Pour préparer le prochain contrat nous avons réalisé le schéma directeur du réseau. Ce schéma directeur a pour objectif de se projeter sur la durée de la prochaine DSP (25 ans) et d'étudier les possibilités d'évolution du réseau.

Les conclusions de ce schéma directeur sont : d'une part la nécessité de construire une production multi énergies permettant d'atteindre 60% à 65% de taux d'énergies renouvelables et de récupération et d'autre part de développer le réseau avec des extensions et potentiellement la création d'un deuxième réseau dans les Hauts de Suresnes.

Les solutions d'énergies de récupération (eaux grises, air parkings et eau de Seine) ont été étudiées pour permettre d'exploiter au maximum des ressources dans le territoire de la Ville de Suresnes avec le peu de foncier disponible. Les solutions récupération d'énergie et l'importation de chaleur du réseau Generia ont de fortes contraintes techniques et engendrent des tarifs relativement élevés. Les solutions de géothermie ou biomasse permettent de diminuer les tarifs mais sont soumises à la mise à disposition d'un terrain ou une interconnexion avec le réseau de Puteaux qui prévoit une géothermie.

Le plan d'action à mener par la Ville de Suresnes suite au schéma directeur est disponible en annexe.