



V1
02/2022

I RAPPORT

Schéma directeur du réseau de chaleur de Bussy-Saint-Georges

MAÎTRE D'OUVRAGE

Communauté d'Agglomération de Marne
et Gondoire
Domaine de Rentilly
1 Rue de l'Étang,
77600 Bussy-Saint-Martin



Destinataire

Julien BREZILLON
Tony GALLI

CAMG

Approbateur

Coline HUARD

SERMET

Rédacteurs

Shanti GUIBE
Tristan FILLON

SERMET

SOMMAIRE

| | |
|--|-----------|
| 1. INTRODUCTION ET RENSEIGNEMENTS GENERAUX | 5 |
| 1.1 Objet du rapport..... | 5 |
| 1.2 Renseignements généraux | 6 |
| 1.2.1 Maître d'ouvrage..... | 6 |
| 1.2.2 Délégataire | 6 |
| 1.2.3 AMO..... | 6 |
| 1.3 Comité de pilotage | 6 |
| 2. DIAGNOSTIC DU RESEAU ET EVALUATION DE LA QUALITE DE SERVICE FOURNI | 7 |
| 2.1 Présentation du réseau de chaleur..... | 7 |
| 2.1.1 Schéma et historique du montage juridique..... | 7 |
| 2.1.2 Plan du réseau..... | 8 |
| 2.1.3 Description des principales caractéristiques du réseau | 9 |
| 2.1.4 Typologie des abonnés raccordés..... | 10 |
| 3. CONTEXTE CONTRACTUEL..... | 11 |
| 3.1 Les différents intervenants..... | 11 |
| 3.2 Contrat de concession et avenant..... | 13 |
| 3.3 Règlement de service..... | 13 |
| 3.4 Police d'abonnement..... | 14 |
| 4. AUDIT TECHNIQUE..... | 16 |
| 4.1 Moyens de production | 16 |
| 4.1.1 Moyens provisoires | 16 |
| 4.1.2 Moyens définitifs..... | 16 |
| 4.1.3 Bilan de puissance | 17 |
| 4.2 Réseau de distribution..... | 18 |
| 4.2.1 Réseau de la ZAC Sycomore : prévu et le réalisé..... | 19 |
| 4.2.2 Réseau de l'Entrée de ville : prévu et réalisé..... | 20 |
| 4.2.3 Connexion entre la ZAC Sycomore et l'Entrée de ville | 20 |
| 4.2.4 Pertes thermiques et rendement du réseau | 21 |
| 4.3 Sous-stations..... | 22 |
| 4.4 Patrimoine raccordé | 23 |

| | |
|---|-----------|
| 5. AUDIT ENVIRONNEMENTAL | 25 |
| 5.1 Evolution du bouquet énergétique..... | 25 |
| 5.2 Evolution du contenu CO ₂ | 26 |
| 6. AUDIT ECONOMIQUE | 28 |
| 6.1 Analyse du compte d'exploitation..... | 28 |
| 6.2 Analyse des investissements..... | 29 |
| 6.3 Structure tarifaire..... | 30 |
| 6.3.1 Terme R1..... | 30 |
| 6.3.2 Terme R2..... | 35 |
| 6.4 Droits de raccordement..... | 38 |
| 6.4.1 Frais et droits de raccordement..... | 38 |
| 6.4.2 Bordereau des prix..... | 38 |
| 6.5 Analyse du coût moyen de la chaleur..... | 39 |
| 6.6 Analyse des formules de révision..... | 42 |
| 7. SYNTHESE DU DIAGNOSTIC | 45 |
| 8. ETAT DES LIEUX DES SOURCES DE CHALEUR A PROXIMITE | 46 |
| 8.1 Réseaux de chaleur à proximité..... | 49 |
| 8.1.1 Réseaux de chaleur existants..... | 49 |
| 8.1.2 Réseaux de chaleur à venir..... | 51 |
| 8.2 Sources d'énergies renouvelables et de récupération..... | 51 |
| 8.2.1 Incinérateur de Saint-Thibault-des-Vignes..... | 52 |
| 8.2.2 Géothermie..... | 53 |
| 8.2.3 Biomasse..... | 53 |
| 8.2.4 Data Center..... | 55 |
| 8.2.5 STEP et STEU..... | 57 |
| 8.2.6 Solaire thermique..... | 58 |
| 8.2.7 Autres ressources énergétiques..... | 58 |
| 9. EVOLUTIONS ET DEVELOPPEMENTS ENVISAGES | 59 |
| 9.1 Prospection..... | 59 |
| 9.1.1 Etude 2020 sur le périmètre délimité par l'Avenant 1..... | 60 |
| 9.1.2 Avancée des travaux à fin 2021..... | 61 |
| 9.1.3 Elargissement du périmètre de l'Avenant 1..... | 62 |
| 9.1.4 Recensement..... | 63 |
| 9.2 Dimensionnement du réseau..... | 74 |
| 9.3 Prise en compte des rénovations énergétiques..... | 77 |

| | |
|---|------------|
| 10. ETUDE DES SCENARIOS D'EVOLUTION | 78 |
| 10.1 Définition des scénarios d'évolution | 78 |
| 10.2 Analyse technique | 81 |
| 10.3 Analyse énergétique et environnementale | 82 |
| 10.4 Analyse économique..... | 89 |
| 10.4.1 Estimation des investissements | 89 |
| 10.4.2 Hypothèses de coûts et recettes pour l'élaboration des CEP | 90 |
| 10.4.3 Résultats de l'analyse économique | 91 |
| 10.5 Analyse juridique | 95 |
| 11. SYNTHÈSE | 98 |
| 12. PLAN D' ACTIONS | 99 |
| 13. ANNEXES | 100 |

1. INTRODUCTION ET RENSEIGNEMENTS GENERAUX

1.1 Objet du rapport

Le réseau de chaleur de Bussy-Saint-Georges est la propriété de la CAMG, et est géré par la société BUSSYCOMORE (filiale à 100% d>IDEX), qui en assure - depuis le 1^{er} janvier 2014 - le financement, la conception, la construction et l'exploitation des équipements de production d'énergie et du réseau de chaleur par le biais d'un contrat de Délégation de service Public (DSP) sous la forme d'une concession d'une durée de 26 ans et 5 mois, qui prendra fin le 31 mai 2040.

La présente étude a pour objectif de définir le potentiel d'évolution du réseau de chaleur à l'horizon 2030. Il sera articulé via les points suivants :

- Diagnostic historique, contractuel, technique, environnemental, économique et social du réseau actuel permettant de définir le scénario de référence,
- Développement du réseau à l'horizon 2030,
- Etude des scénarii d'évolution (technico-économique, contractuel),
- Synthèse et plan d'action.

Le présent schéma directeur s'inscrit dans une démarche d'assistance technique et économique auprès de la CAMG, pour lui permettre d'arbitrer sur le potentiel de développement du réseau de chaleur à l'horizon 2030, et l'évolution des outils de production, en particulier vis-à-vis du projet de la ZAC de la Rucherie portée par l'EPA Marne.

Le présent mémoire vise à rendre compte des éléments suivants sur le réseau de chaleur :

- Le diagnostic contractuel et technico-économique du réseau,
- Les évolutions et développements envisagés,
- L'analyse économique et l'évolution contractuelle des scénarii de développements.

Périmètre de la présente étude : toute la ville de Bussy-Saint-Georges

1.2 Renseignements généraux

1.2.1 Maître d'ouvrage

La Mairie de Bussy Saint-Georges a notifié, en décembre 2013, la société IDEX ENERGIES pour la mise en œuvre de la délégation de service public de production et de distribution d'énergie calorifique pour le réseau de chaleur biomasse de la ZAC du SYCOMORE.

Or, par l'arrêté préfectoral DRCL BCCCL n°164 en date du 5 décembre 2013, la commune de Bussy Saint-Georges a intégré la Communauté d'Agglomération de Marne et Gondoire (CAMG) le 1er janvier 2014. De fait, la Communauté d'Agglomération de Marne et Gondoire s'est substituée de plein droit à la commune de Bussy Saint-Georges pour assurer la Maitrise d'ouvrage pour la mise en œuvre du réseau de chaleur biomasse de la ZAC du SYCOMORE.

1.2.2 Déléataire

En 2014, la Ville de Bussy Saint-Georges a choisi de confier la création et l'exploitation d'un réseau de chaleur à la ZAC du Sycomore à IDEX ENERGIES par le biais d'un contrat de DSP pour une durée initiale de 24 ans. Conformément à l'article 1 du contrat, IDEX Energie a créé la société IDEX RESEAUX 6, renommée par la suite BUSSYCOMORE ENERGIE, entièrement dédiée à l'exécution du contrat.

Dans le cadre d'une réorganisation interne au sein du groupe IDEX, la nouvelle structure IDEX TERRITOIRES dédiée au portage des projets liés aux énergies des territoires a été créée et se substitue à la société IDEX ENERGIES dans l'actionnariat de la société Déléataire.

1.2.3 AMO

La CAMG a sollicité le bureau d'étude SERMET pour assurer l'Assistance à Maitrise d'Ouvrage pour le contrôle et le suivi de la DSP du réseau de chaleur biomasse de la ZAC du SYCOMORE, depuis sa création.

1.3 Comité de pilotage

Un COPIL, constitué de membres de la CAMG (notamment du Service Eau Potable, Assainissement et Réseau de Chaleur), de l'ADEME et de la Région Ile de France ont validé les décisions prises dans le cadre du présent Schéma Directeur.

2. DIAGNOSTIC DU RESEAU ET EVALUATION DE LA QUALITE DE SERVICE FOURNI

2.1 Présentation du réseau de chaleur

2.1.1 Schéma et historique du montage juridique

En 2014, la Ville de Bussy Saint-Georges a choisi de confier la création et l'exploitation d'un réseau de chaleur sur la ZAC du Sycomore à IDEX ENERGIES par le biais d'un contrat de DSP **pour une durée initiale de 24 ans**. Conformément à l'article 1 du contrat, IDEX Energie a créé la société IDEX RESEAUX 6, renommée par la suite BUSSYCOMORE ENERGIE, entièrement dédiée à l'exécution du contrat.

Dans le cadre d'une réorganisation interne au sein du groupe IDEX, la nouvelle structure IDEX TERRITOIRES dédiée au portage des projets liés aux énergies des territoires a été créée et se substitue à la société IDEX ENERGIES dans l'actionnariat de la société Délégataire.

Par application de l'arrêté préfectoral DRCL BCCCL n°164, la **Communauté d'Agglomération de Marne-et-Gondoire** (CAMG) se substitue à la ville de Bussy Saint-Georges et reprend l'exécution du contrat. Cette substitution est notifiée au délégataire en **mars 2014**.

La première phase des travaux pour l'établissement du réseau de chaleur de la ZAC du Sycomore a débuté en 2014. Ces travaux sont réalisés en concomitance avec le développement des aménagements urbains de la ZAC du Sycomore sur une période comprise entre 2014 et 2023. Cependant, en raison des **retards pris par ces programmes d'aménagement**, les travaux pour la mise en place du réseau de chaleur ont été retardés et il a donc été décidé le 29 décembre 2017 par un avenant de **prolonger la durée du contrat de DSP de deux ans et cinq mois** pour assurer l'équilibre économique de la DSP.

2.1.2 Plan du réseau



Figure 1 : Plan prévisionnel de la DSP (02/01/2014)

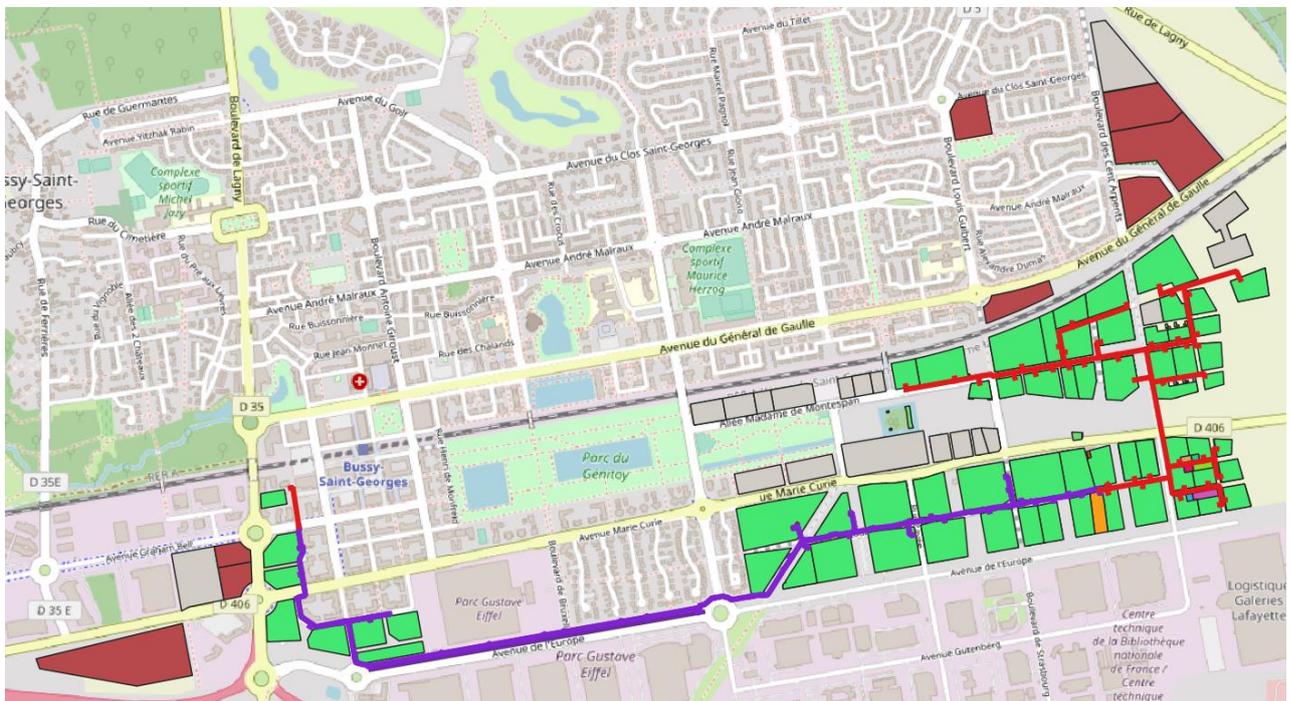


Figure 2 : Plan du réseau à l'état actuel (12/2021)

- Réseau réalisé au 31/12/2021
- Réseau restant à réaliser
- Bâtiments inclus dans le périmètre de la DSP

2.1.3 Description des principales caractéristiques du réseau

2.1.3.1 Programme prévisionnel de travaux de la DSP

Le programme de travaux, annexé à l'avenant 1 du contrat de DSP, en vue de l'extension, de la sécurisation et de la transformation du système de production et de distribution de chaleur est découpé en deux tranches :

- 1^{ère} tranche (2018-2020) :
 - Construction du réseau,
 - Construction de la chaufferie centrale,
 - Mise en place des premiers équipements de production en 2018 (1 chaudière bois de 1,5 MW + 1 chaudière gaz de 5 MW).
- 2^{ème} tranche (2021-2026) :
 - Construction du réseau,
 - Mise en place des équipements de production restants (chaudière bois de 2,5 MW, condenseur de fumée, chaudière gaz de 5 MW).

Les dates de construction prévues des sous-stations de 2018 à 2021 sont données dans le tableau suivant :

Tableau 1 : Programmation initiale ZAC Sycomore 2018-2021

| SST | Date de construction prévue |
|------------|-----------------------------|
| SY7 | 2019 |
| SY6 | 2019 |
| SY15 | 2019 |
| SY13 | 2019 |
| SY4 | 2019 |
| SY16 | 2019 |
| SY5 - GS10 | 2019 |
| SY14a | 2020 |
| SY14b | 2020 |
| SY8 | 2020 |
| SY9a | 2020 |
| SY9b | 2020 |
| SY17 | 2020 |
| SY29a | 2021 |
| SY29b | 2021 |
| SY23a | 2021 |
| SY23b | 2021 |

Tableau 2 : Programmation initiale Entrée de Ville 2018-2021

| SST | Date de construction prévue |
|------|-----------------------------|
| S5.2 | 2019 |
| S5.4 | 2019 |
| N 1a | 2019 |
| N 1b | 2019 |
| N 1c | 2020 |
| N 1d | 2020 |
| S5.1 | 2020 |
| S5.3 | 2021 |
| P1 | 2021 |

2.1.3.2 Avancée des travaux au 31 décembre 2021

La tranche 1 des travaux est en phase de finitions :

- Le lancement de la 1^{ère} chaudière gaz est prévue pour fin décembre 2021
- Le lancement de la 1^{ère} chaudière biomasse est prévue pour fin janvier

Le retard pris sur le planning prévisionnel est donc d'une année concernant la chaufferie, par rapport aux prévisions de l'avenant 1.

En ce qui concerne le développement du réseau, 3 351 ml de réseaux ont été construits, et les sous-stations suivantes ont été mises en services au 31/12/2021 :

Tableau 4 : Bâtiments raccordés ZAC Sycomore à fin 2021

| SST | Date de raccordement |
|--------------|----------------------|
| SY7 | 2018 |
| SY15 | 2018 |
| SY4T1 | 2019 |
| SY5 | 2020 |
| SY4T2 | 2020 |
| SY13 | 2020 |
| SY6 | 2020 |
| SY14b | 2021 |
| SY8 | 2021 |
| SY16 | 2021 |
| SY9b | 2021 (MES T1 2022) |

Tableau 3 : Bâtiments raccordés en Entrée de Ville à fin 2021

| SST | Date de raccordement |
|------------------|----------------------|
| S5.1 | 2020 |
| N1a - N1b | 2021 |

Soit 13 sous-stations sur la ZAC du Sycomore au lieu des 17 programmées et 3 sur 9 pour l'entrée de ville : ces retards sont notamment dus aux décalages dans la programmation de construction des 2 zones, le réseau de chaleur se développant en même temps que la construction des bâtiments.

2.1.4 Typologie des abonnés raccordés

Parmi les 13 lots raccordés, 12 sont des logements et le dernier est un groupe scolaire :

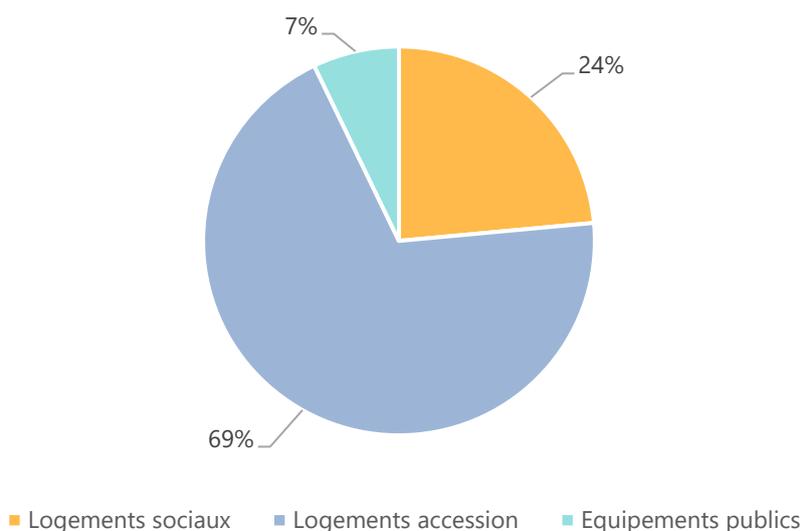


Figure 3 : Typologie des abonnés à décembre 2021

3.CONTEXTE CONTRACTUEL

3.1 Les différents intervenants

Les principaux intervenants sont :

- La Communauté d'agglomération de Marne et Gondoire, CAMG (le délégant) ;
- La société Bussycomore Energie, titulaire du Contrat de Délégation de Service Public et qui a la charge des prestations suivantes (le délégataire) :
 - Conception, financement et réalisation de l'ensemble des ouvrages et équipements nécessaires à la production, au transport et à la distribution d'énergie calorifique
 - Exploitation à ses risques et périls de la production thermique et du réseau de chaleur,
 - Assurer la production de chaleur, en respectant les impératifs globaux du projet et en particulier la garantie de la continuité du service pendant la phase de travaux de premier établissement
 - L'exploitation l'ensemble des bien concédés conformément à la convention de Délégation de Services Publics.
 - Le maintien d'un taux de couverture annuel en énergies renouvelables supérieur à 50% pendant toute la durée de la convention.
 - L'acquisition du terrain d'assiette de la future chaufferie biomasse

- Les abonnés, signataires de polices d'abonnement souscrites auprès de Bussycomore Energie.

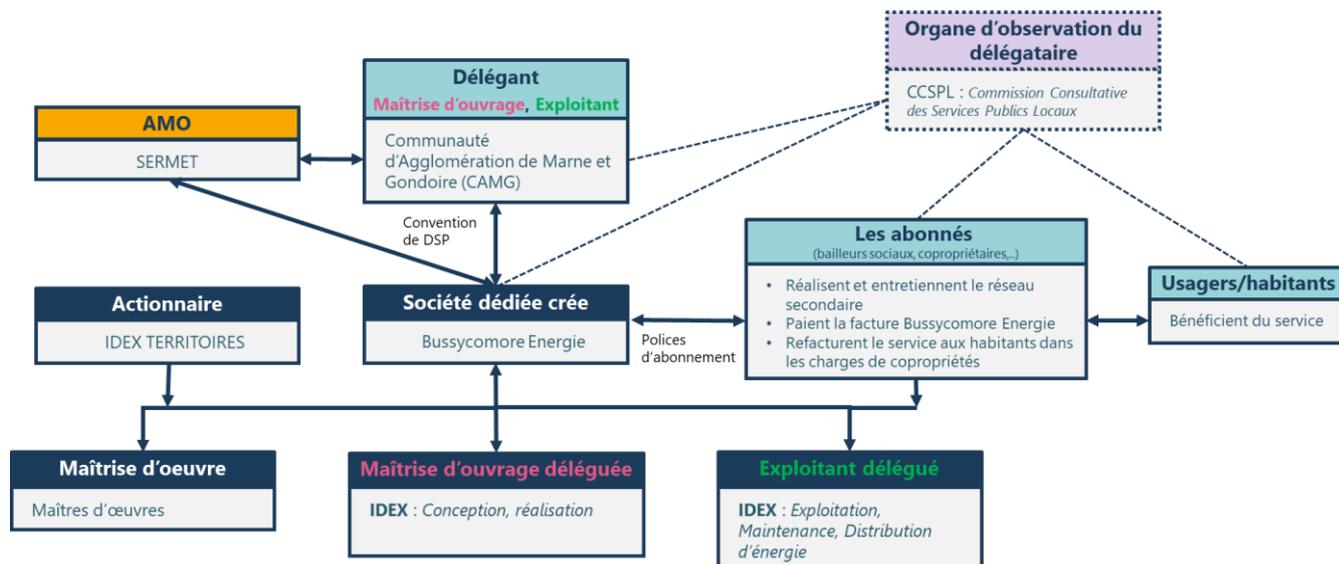


Figure 4 : Schéma des différents intervenants

Composition de la CCSPL :

La composition de la commission est déterminée par la Communauté d'Agglomération de Marne et Gondoire. Elle est présidée par le Président de la CAMG, ou son représentant, et comprend des élus de l'assemblée délibérante désignés dans le respect du principe de la représentation proportionnelle, et des représentants d'abonnés nommés par celle-ci.

Cette commission se réunit annuellement, entre le 1^{er} juin et la date du Conseil Communautaire de la CAMG devant acter le rapport du délégataire, dans le but d'examiner :

- Les comptes prévisionnels
- Le compte-rendu technique annuel
- Le compte-rendu financier annuel

De plus, cette commission se réunit une fois par trimestre, à l'initiative de Bussycomore Energie, dans le but :

- D'établir un bilan intermédiaire des consommations,
- D'inventorier les principaux problèmes rencontrés dans l'exploitation,
- De présenter les plannings de renouvellement des travaux

3.2 Contrat de concession et avenant

Le contrat de « Délégation de service public relative à la **création et l'exploitation d'un réseau de production et de distribution d'énergie calorifique** pour la ZAC du sycomore de la ville de Bussy-Saint-Georges » du 29 janvier 2013 prenant effet au 1^{er} janvier 2014, a été établi pour une durée de 24 ans.

Autorité Délégataire : La Communauté d'Agglomération de Marne et Gondoire (CAMG) se substitue à la Ville de BUSSY SAINT-GEORGES à partir de mars 2014.

Concessionnaire : BUSSYCOMORE ENERGIE (filiale 100% IDEX)

L'Avenant n°1 signé le 28 novembre 2017 a pour objet de :

- Modifier le programme des bâtiments devant être raccordés au réseau de chaleur, afin de tenir compte des évolutions de la programmation immobilière dans le périmètre du Contrat,
- Modifier le planning de réalisation des travaux de premier établissement en conséquence,
- Mettre à jour le tableau des hypothèses du plan d'affaires en conséquence,
- Adapter la durée du Contrat en conséquence, à une durée de 26 ans et 5 mois
- Préciser les modalités de transfert au Délégataire des subventions obtenues par la CAMG dans le cadre du projet,
- Arrêter le changement de dénomination du Délégataire,
- Autoriser la substitution de la société IDEX TERRITOIRES à la société IDEX ENERGIES dans l'actionariat de la société BUSSYCOMORE ENERGIE, titulaire de la délégation de service public.

Un projet d'Avenant n°2 est en cours de discussion, devant intégrer le projet d'interconnexion et de valorisation de chaleur avec l'UVE du SIETREM situé à Saint-Thibault-des-Vignes

3.3 Règlement de service

Le règlement de service, conforme aux dispositions de la DSP, précise les conditions techniques et financières de la fourniture de chaleur à l'intérieur du périmètre de délégation. Il précise :

- Les principes généraux du service fourni par le délégataire
- Le régime des abonnements (régime général, révision, résiliation)

- Les dispositions techniques relatives aux conditions de livraison de l'énergie calorifique et aux compteurs
- Les conditions de paiement (Exercice de facturation, période de fourniture, périodes d'arrêt pour travaux, etc.)
- Le choix des puissances
- La constitution du tarif de base, avec le détail des termes R1 et R2
- Les droits et frais de raccordement

3.4 Police d'abonnement

Les polices d'abonnement, d'une durée de 15 ans renouvelable par tacite reconduction, sont souscrites par chaque Abonné auprès de BUSSYCOMORE ENERGIE. BUSSYCOMORE ENERGIE s'engage sur la fourniture de chaleur en totalité pour assurer les besoins de chauffage et d'eau chaude sanitaire de l'abonné.

La police d'abonnement est établie en conformité avec les dispositions du règlement de service. Elle spécifie notamment :

- La puissance souscrite,
- Les conditions techniques de livraison,
- Le tarif de vente de la chaleur,
- La date d'entrée en vigueur et la durée.

Comme elle s'appuie sur le règlement de service, les mêmes problèmes peuvent survenir concernant les limites de prestation des installations primaires et secondaires.

Les conditions techniques de fourniture sont les suivantes :

Caractéristiques du fluide primaire :

- Température maximale d'alimentation des postes de livraison : 75 °C (température extérieure de -7°C)
- Température minimale d'alimentation : 70 °C

Caractéristiques du fluide secondaire :

- Température maximale en sortie d'échangeur : 70°C
- Température minimale en sortie d'échangeur : 65°C
- Température maximale de retour du fluide secondaire à l'échangeur : 40°C (obligation de l'abonné)
- Pression de service 3 bars

La saison de chauffe débute le 15 septembre et se termine le 31 mai.

Le tableau et le graphe suivants présentent l'évolution du nombre de sous-station ainsi que de la puissance souscrite depuis la signature du contrat de DSP.

Tableau 5 : Evolution des sous-station raccordées et polices d'abonnements signées

| Année | Nombre de polices d'abonnement signées | Nombre de sous-stations raccordées | Nombre de sous-stations raccordées cumulé |
|-------|--|------------------------------------|---|
| 2018 | 2 | 2 | 2 |
| 2019 | 6 | 1 | 8 |
| 2020 | 3 | 5 | 11 |
| 2021 | 2 | 5 | 13 |

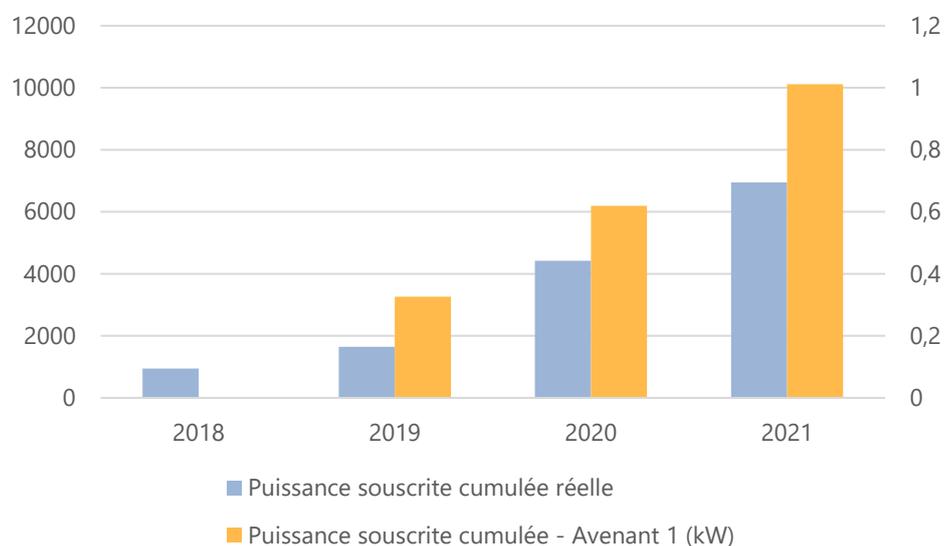


Figure 5 : Evolution de la puissance souscrite depuis la mise en service du réseau et comparaison avec les prévisions de l'Avenant 1

4.AUDIT TECHNIQUE

4.1 Moyens de production

4.1.1 Moyens provisoires

A partir de la mise en services des premières sous-stations en décembre 2018, jusqu'à la mise en service de la première tranche de la chaufferie définitive en janvier 2022 (1 chaudière biomasse + 1 chaudière gaz), plusieurs chaudières provisoire ont été utilisées pour produire la chaleur du réseau de Bussy.

- ❖ En 2018 (Fioul) :
 - ⇒ Novembre : une première chaudière mobile provisoire au fioul domestique d'une puissance de 1 050 kW a été mise en service.Soit 1 050 kW installés.
- ❖ En 2019 (Fioul + Bio-fioul + Pellet) :
 - ⇒ Juin : mise en service d'une chaudière provisoire au pellets de 250 kW, retirée en décembre 2019
 - ⇒ Novembre : mise en service d'une chaudière mobile provisoire au colza de 1 990 kWSoit 3,3 MW de puissance installée.
- ❖ En 2020 (Fioul + Bio-fioul) :
 - ⇒ Mars : mise en service d'une 2^{ème} chaudière provisoire au fioul domestique d'une puissance de 2 990 kWSoit 6 MW de puissance installée.
- ❖ En 2021 (Fioul + Bio-fioul + Gaz/Biométhane) :
 - ⇒ Mai : mise en place d'une chaudière provisoire au biométhane
 - ⇒ Fin août : arrêt de la chaudière au Biofioul.

4.1.2 Moyens définitifs

Le programme de travaux, annexé à l'Avenant 1 du contrat de DSP, en vue de l'extension, de la sécurisation et de la transformation du système de production et de distribution de chaleur est découpé en deux tranches :

- 1^{ère} tranche (2018-2020) :
 - Construction du réseau,

- Construction de la chaufferie centrale,
 - Mise en place des premiers équipements de production en 2018 (1 chaudière bois de 1,5 MW + 1 chaudière gaz de 5 MW).
- 2^{ème} tranche (2021-2026) :
 - Construction du réseau,
 - Mise en place des équipements de production restants (chaudière bois de 2,5 MW, condenseur de fumée, chaudière gaz de 5 MW).

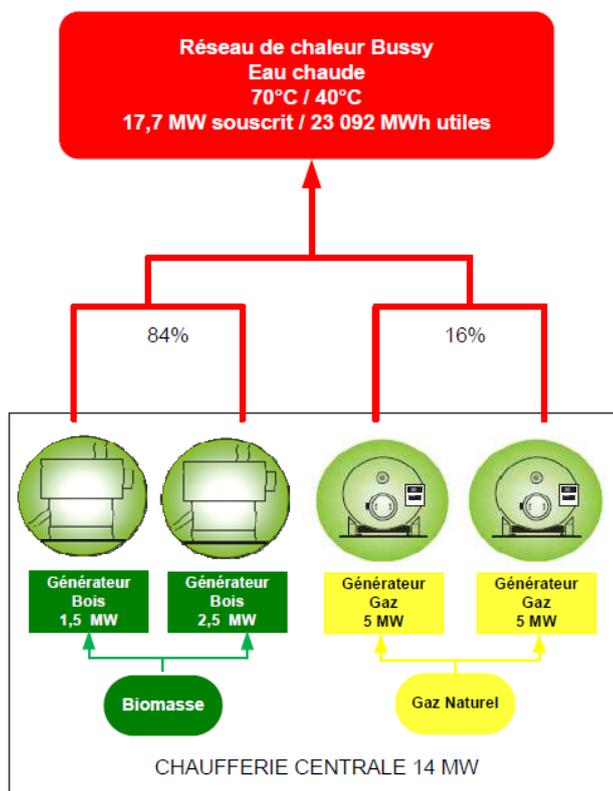


Figure 6 : Moyens de production prévus à l'Avenant 1 (2017)

A la rédaction de ce rapport, la première chaudière gaz de 5 MW, et la première chaudière biomasse de 1,5 MW prévues à l'Avenant n°1 à la DSP sont déjà installées. Leur mise en service est prévue 1^{er} trimestre 2022, signifiant ainsi le passage à la 2^{ème} tranche de travaux et période de facturation prévue à la DSP.

4.1.3 Bilan de puissance

A fin janvier 2022, 6,5 MW de puissance sont en cours d'installation (1,5 MW bois et 5 MW gaz), sur les 14 MW au total prévus à terme sur le site de la chaufferie bois/gaz.

Puissance totale appelée prévisionnelle à la date du 12 décembre 2026 : 11,14 MW.

Puissance totale souscrite prévisionnelle à la date du 12 décembre 2026 : 17,43 MW.

4.2 Réseau de distribution

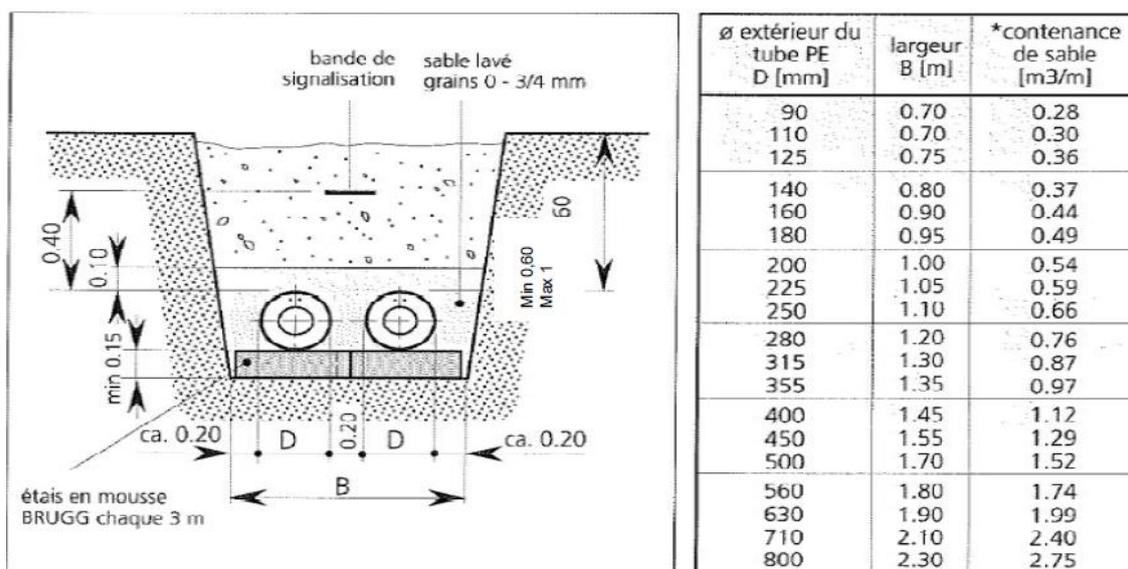
Pour la réalisation de ce réseau, le Déléguataire sélectionnera des conduites rigides en acier pré isolées enterrées, composées de :

- ⇒ Longueurs droites avec gaine extérieure conforme à la norme NFEN 253
- ⇒ Coudes et tés préfabriqués conforme à la norme NFEN 448
- ⇒ Vannes d'isolement pré isolées conformes à la norme NFEN 488
- ⇒ Kit de jonction d'isolation conforme à la norme NFEN 489

Les caractéristiques principales de ces produits sont les suivants :

- ⇒ Un tube caloporteur en acier soudé, conforme à la norme ST37.2 ou norme française équivalente,
- ⇒ Une isolation thermique à base de mousse rigide en polyuréthane à caractéristiques contrôlées.
- ⇒ Une gaine extérieure en PEHD à caractéristiques chimiques contrôlées,
- ⇒ Un système de kit de jonction agréé, avec mise en œuvre d'une mousse de polyuréthane et d'une gaine extérieure de même nature que celles du tube ou des raccords pré isolés.

Les travaux de pose du réseau sont prévus d'être réalisés selon la coupe type de tranchée ci-dessous et s'entendent effectués avant la mise en œuvre des réfections de surface définitive en coordination avec l'aménageur.



A titre informatif, l'Annexe 1 précise le patrimoine à raccorder prévu dans l'Avenant 1, mis à jour en novembre 2021 avec la dernière programmation disponible.

4.2.1 Réseau de la ZAC Sycomore : prévu et le réalisé



Figure 7 : Plan prévisionnel de la ZAC du Sycomore

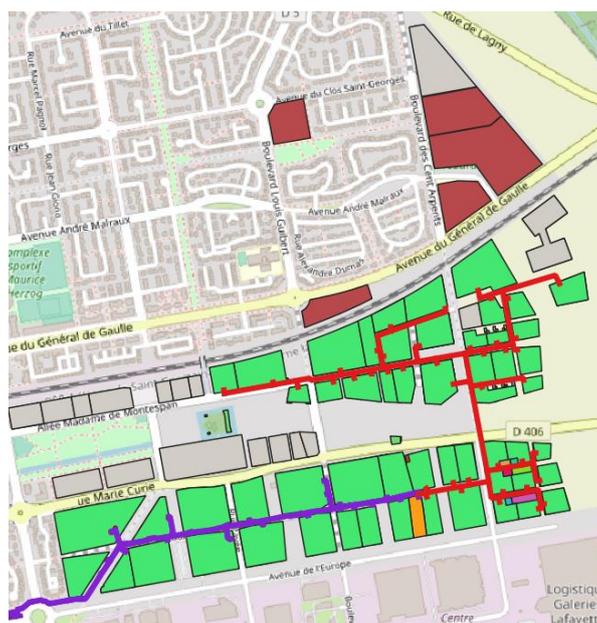


Figure 8 : Plan du réseau réalisé et prévu à novembre 2021 sur la ZAC du Sycomore

La partie Nord-Est RER, en bleu en haut à droite du plan prévisionnel, a finalement été retirée des zones à relier au réseau de chaleur dans l'Avenant 1 à la DSP, à cause de la traversée de la voie de RER trop coûteuse.

4.2.2 Réseau de l'Entrée de ville : prévu et réalisé

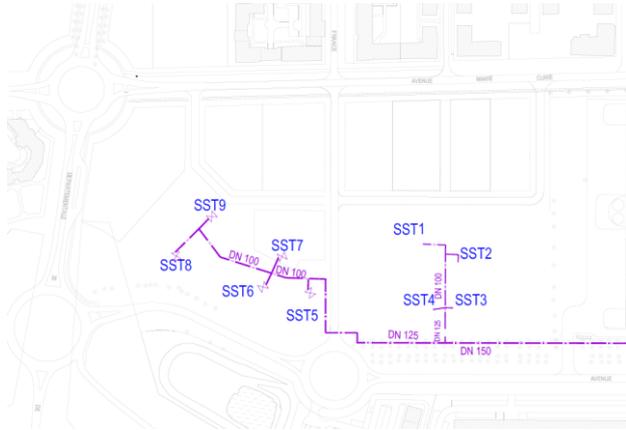


Figure 10 : Plan prévisionnel Entrée de Ville, Juillet 2015



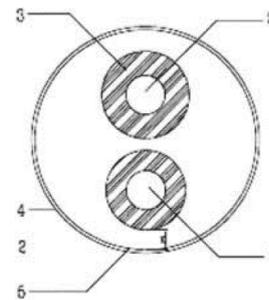
Figure 9 : Plan du réseau réalisé et prévu à fin 2021

Les changements de programmation entre la signature de la DSP et la construction des bâtiments au niveau de l'Entrée de ville ont modifiés le tracé du réseau.

4.2.3 Connexion entre la ZAC Sycomore et l'Entrée de ville

Afin d'alimenter en chaleur la zone de l'Entrée de Ville, le Délégué a déjà réalisé une connexion entre la ZAC Sycomore et l'EDV avec un réseau « Twin pipe ».

Un 'Twin pipe' est un réseau de chaleur où les 2 tubes en acier véhiculant l'eau chaude sont regroupés ensemble dans une seule enveloppe isolante :



- 1 : TUBE INTERIEUR ALLER
- 2 : TUBE INTERIEUR RETOUR
- 3 : ISOLANT THERMIQUE
- 4 : CONDUIT EXTERIEUR
- 5 : PROTECTION HYDROFUGE (dans le cas de l'acier)

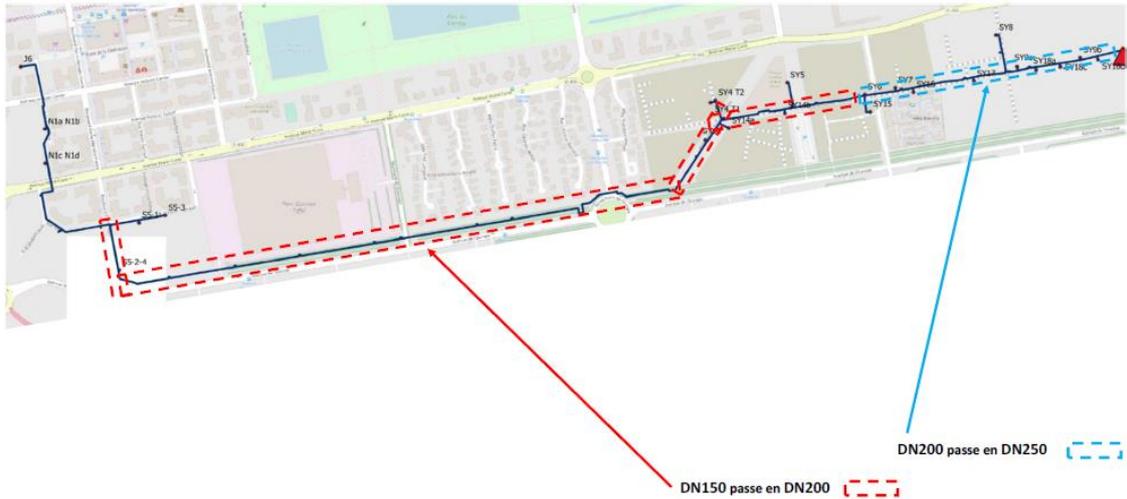


Figure 11 : DN et longueur du Twin pipe

Observations :

Un diamètre nominal de 150 était prévu initialement dans le contrat à la DSP. Cependant, par anticipation du raccordement d'une piscine d'une **puissance supplémentaire de 2 MW** côté Entrée de Ville, sur demande de l'EPA Marne, Bussycomore Energie a augmenté de 50 mm les DN des tuyaux entre la chaufferie et l'Entrée de ville.

La puissance disponible maximale au niveau du Twin Pipe passe donc de 3,15 MW à 6,34 MW.

Préconisation : vérifier que les dimensions du Twin pipe permettent d'intégrer les besoins supplémentaires identifiés dans l'entrée de ville lors de la phase de recensement.

4.2.4 Pertes thermiques et rendement du réseau

Le graphique ci-dessous détaille l'évolution du rendement depuis la mise en service du réseau :

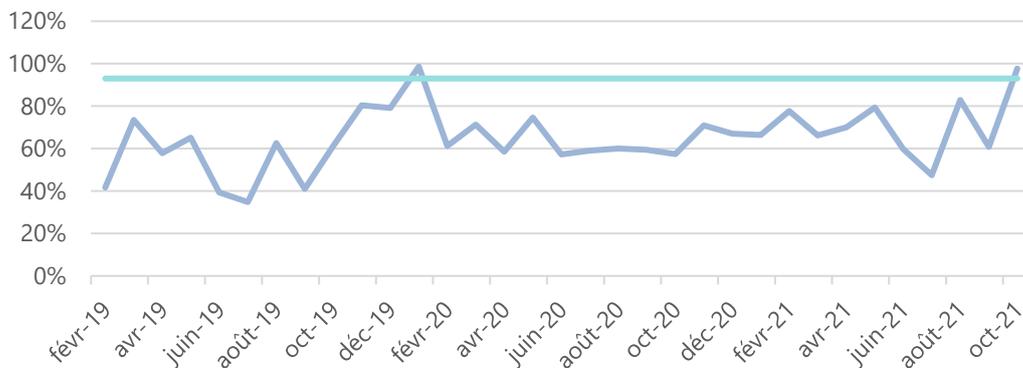
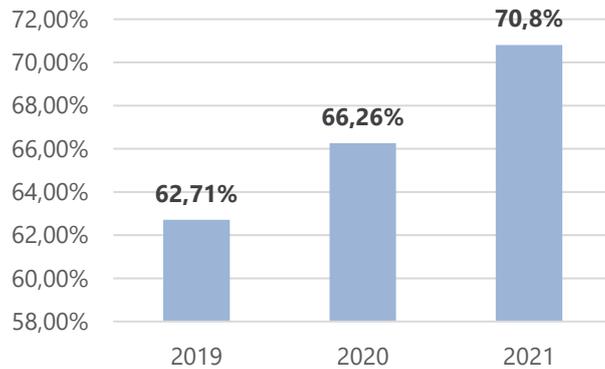


Figure 12 : Évolution du rendement du réseau

Observations :

Le rendement prévu dans le contrat à la DSP est de 93 %, or on constate un rendement moyen de 64,8 % lors des 3 premières années d'exploitation.

Une amélioration du rendement est cependant constatée d'année en année, illustrée par le graphique ci-dessous.



Préconisation : Ce rendement faible est à mettre en perspective avec le nombre d'abonnés, faible, à ce stade des travaux. Ainsi, aucune anomalie n'est détectée sur le réseau sur cet aspect et donc aucune amélioration n'est préconisée.

Une 2^{ème} étude pourra être menée à partir de 2024-2025 date prévue à la laquelle le réseau entrerait dans sa phase de fonctionnement normal.

4.3 Sous-stations

Le plan type des sous-stations installées en local abonnés est le suivant :

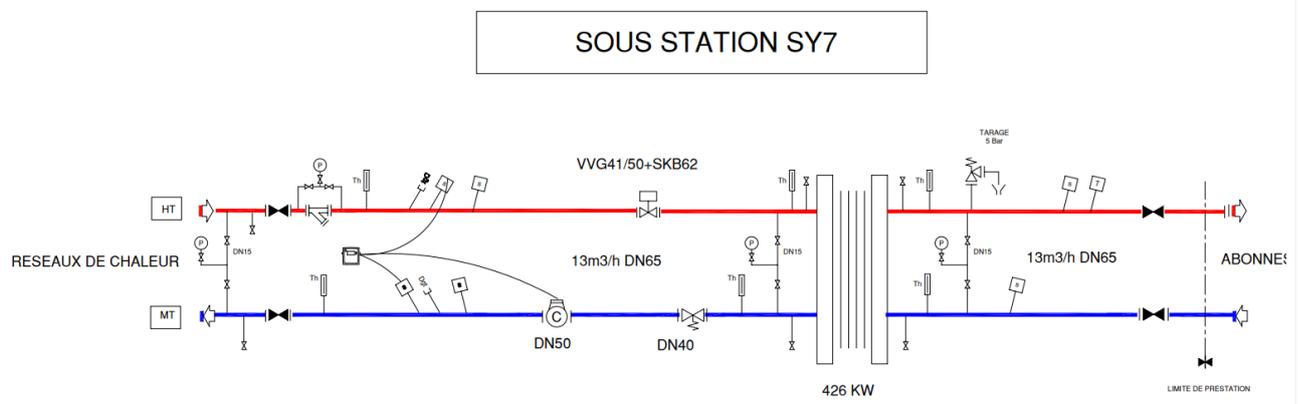


Figure 13 : Plan de sous-station existante

Préconisation :

On observe sur le plan de sous-station ci-dessus qu'il n'y a qu'un seul échangeur pour le chauffage et l'ECS. Afin d'optimiser la gestion des températures sur le réseau, il est préconisé d'en ajouter un 2^{ème} dédié à l'ECS pour les futures sous-stations.

Etat des sous-stations : toutes neuves/très récentes

4.4 Patrimoine raccordé

La carte et le tableau ci-dessous répertorient l'ensemble des bâtiments raccordés au réseau de Bussy-Saint-Georges à fin 2021 :

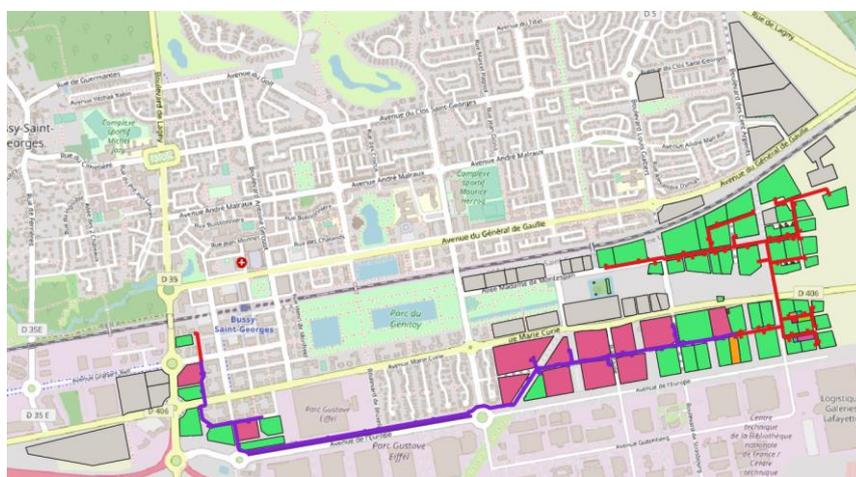


Figure 14 : Lots raccordés à fin 2021

Tableau 6 : Bâtiments raccordés au réseau Bussycomore à fin 2021

| N° de lot | Abonné | Consommation MWhu/lgt (nov 2020 – oct 2021) | Puissance souscrite facturée IDEX kW/lgt |
|-----------|----------------------------|---|--|
| SY7 | Emmaüs Habitat | 9,0 | 3,9 |
| SY15 | Altarea Cogedim | 7,1 | 4,5 |
| SY4T1 | Crédit Agricole Immobilier | 10,8 | 5,6 |
| SY5 | GRUPE SCOLAIRE 10 | - | 4,3 |
| SY4T2 | Crédit Agricole Immobilier | - | 4,4 |
| SY13 | KAUFMAN & BROAD | - | 4,6 |
| SY6 | PICHET IMMOBILIER | - | 4,6 |
| S5.1 | Les Nouveaux Constructeurs | - | 5,1 |
| N1a - N1b | Quadrance Immobilier | - | 5,5 |

| | | | |
|-------|---|---|-----|
| SY14b | DBI | - | 5,9 |
| SY8 | EIFFAGE | - | 4,2 |
| SY16 | NEXITY | - | 4,9 |
| SY9b | PHILIA (<i>mise en service T1 2022</i>) | - | 5,1 |

Observation :

La plupart des bâtiments n'ont pas de consommations associées car n'ont pas une année complète d'exploitation, étant neuf.

Des ratios globalement élevés pour des bâtiments récents, notamment concernant les consommations. Pour des logement de ce type, la RT 2012 fixe un seuil de consommation autour de 3.9 MWh/logement : les ratios observés sont plus 2 fois supérieurs. Les surconsommations du bâtiment SY4T1, raccordé fin 2019, s'expliquent notamment par un appel de chaleur pour du chauffage pendant l'été. Ce problème étant en discussion avec l'exploitant du réseau secondaire.

Un niveau de consommation plus élevé que prévu des bâtiments implique notamment une facture énergétique plus élevée, et donc pose un problème d'équilibre économique concernant le prix de la chaleur, calculé pour des niveaux de consommations plus faibles.

Préconisation : prévoir des échanges avec les abonnés pour comprendre les ratios de consommation et s'assurer que la facturation reste compétitive.

5.AUDIT ENVIRONNEMENTAL

5.1 Evolution du bouquet énergétique

La mixité énergétique réelle du réseau de Bussy-Saint-Georges au cours des 3 dernières années est présentée par les tableaux et graphes suivants :

| Bouquet énergétique | 2019 | 2020 | 2021 |
|-----------------------------------|-------------|-------------|-------------|
| FOD (MWhu) | 1875 | 1562 | 3206 |
| GAZ (MWhu) | 0 | 0 | 823 |
| Biogaz (MWhu) | 0 | 0 | 3 501 |
| Bio-Fioul (MWhu) | 536 | 3404 | 1492 |
| Pellet (MWhu) | 174 | 0 | 0 |
| Total production thermique | 2584 | 4966 | 9022 |

Tableau 7 : Evolution de la mixité énergétique du réseau depuis 2019

| | 2019 | 2020 | 2021 |
|-------------------------|------------|------------|------------|
| FOD (MWhu) | 73% | 31% | 35% |
| GAZ (MWhu) | 0% | 0% | 11% |
| Biogaz (MWhu) | 0 | 0 | 38% |
| Bio-Fioul (MWhu) | 21% | 69% | 16% |
| Pellet (MWhu) | 7% | 0% | 0% |
| Total | 100% | 100% | 100% |

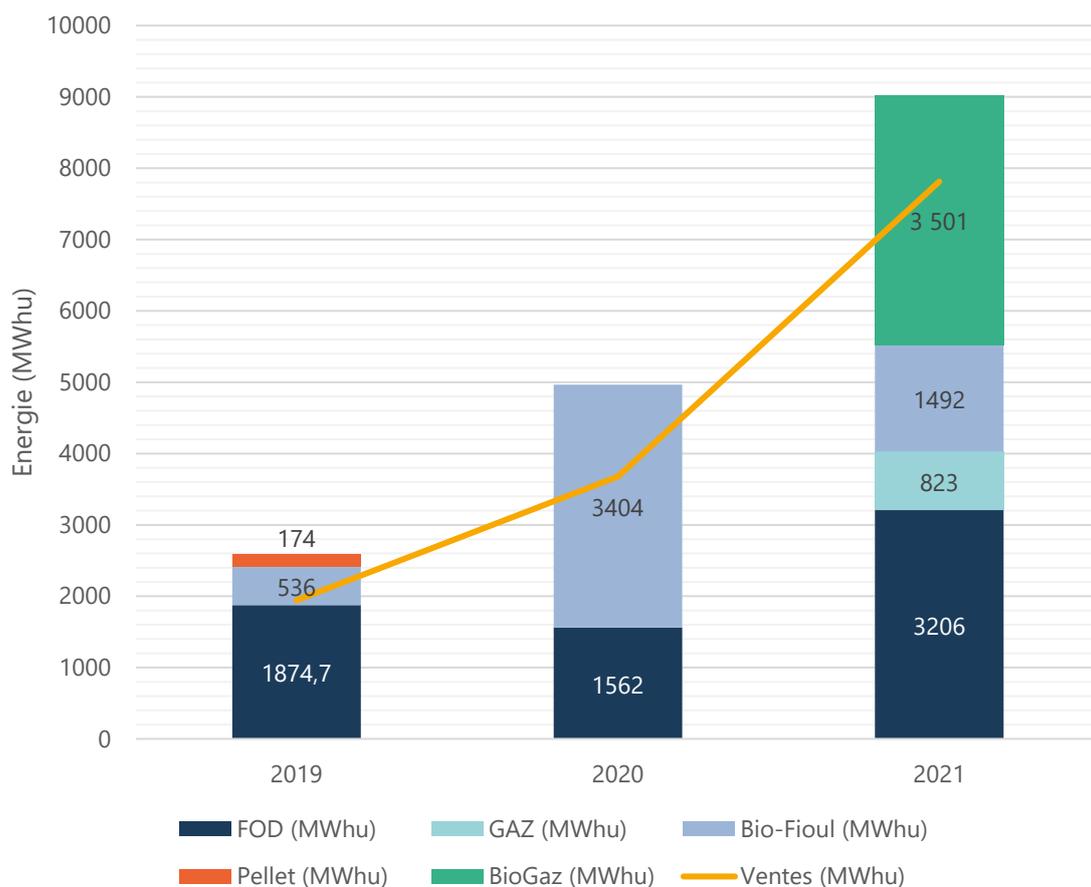


Figure 15 : Evolution de la mixité énergétique du réseau depuis 2019

5.2 Evolution du contenu CO₂

Le graphique ci-dessous permet de comparer le contenu CO₂ du réseau de BUSSYCOMORE aux contenus CO₂ des autres sources d'énergies :

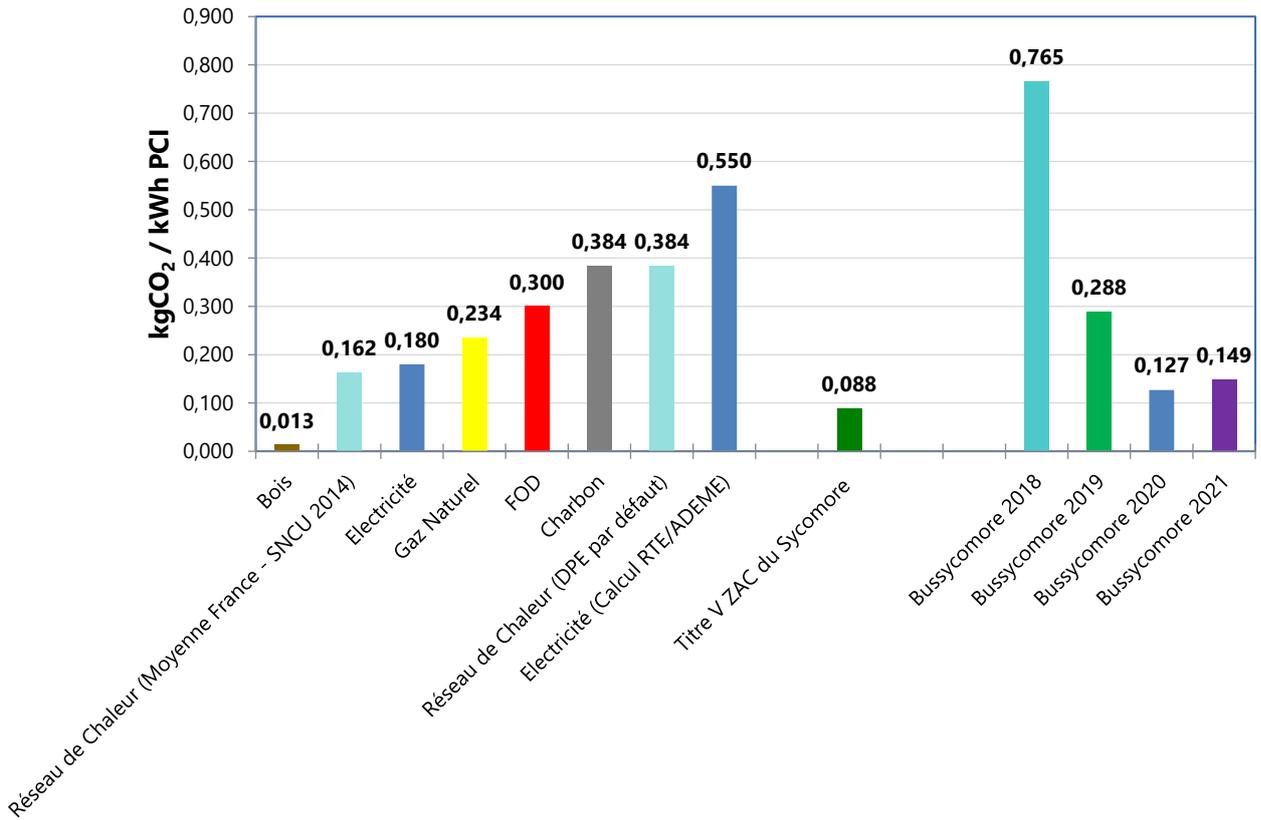


Figure 16 : Evolution du contenu CO₂ depuis la mise en service du réseau

Le contenu CO₂ du réseau de Bussycomore observé sur les premières années d'exploitation est bien plus élevé que le prévisionnel : à titre de comparaison, en 2021 le contenu est 69 % plus élevé que l'objectif fixé dans la DSP. Ceci est principalement dû au retard pris dans la construction de la ZAC Sycomore, qui a décalé celle de la chaufferie biomasse.

6.AUDIT ECONOMIQUE

6.1 Analyse du compte d'exploitation

Tableau 8 : Compte d'exploitation 2020

| | Prévisionnel 2020 | Réel 2020 |
|---|-------------------|--|
| Chiffre d'affaires k€HT | 1 204 k€ | 1 613 k€ |
| Recette R1 | 288 k€ | 237 k€ |
| Recette R2 | 467 k€ | 179 k€ |
| Droits de raccordement et Frais de raccordement | 449 k€ | 1 198 k€ |
| Charges d'exploitations k€HT | 614 k€ | |
| P1 | 217 k€ | 804 k€ |
| P2 électricité | 19 k€ | Non fourni dans le rapport annuel 2020 |
| Investissements au 31/12/2020 | 9 095 k€ | 6 116 k€ |

Observations :

Concernant le chiffre d'affaires, les recettes R2 réelles sont moins élevées que dans le prévisionnel : moins de bâtiments sont raccordés au réseau que prévu. Cependant, les recettes R1 sont plus élevées car les bâtiments raccordés sont plus énergivores que des bâtiments neufs supposés respecter la RT2012. Enfin, la plus grosse différence entre le réel et le prévisionnel se fait au niveau des droits et frais de raccordement : l'écart de 700k€ s'explique notamment par des puissances souscrite plus élevées que dans les prévisions, les droits de raccordement y étant proportionnels ainsi que des travaux de raccordement plus coûteux : bitume au lieu de terre, dont dépendent les frais de raccordement. Ainsi les droits et frais de raccordement facturés par Bussycomore Energie sont bien plus élevés que prévu.

A propos des charges d'exploitation, il n'a été possible de comparer que la partie P1, les autres charges n'ayant pas été détaillées dans le rapport annuel de Bussycomore Energie. L'écart constaté provient de l'utilisation du fioul domestique et du Bio-fioul pour alimenter la chaufferie, et dont le coût est particulièrement élevé. Pour finir, l'écart constaté au niveau des

investissement est attribué à un développement du réseau plus lent que prévu, notamment à cause des changements de programmation au niveau de la ZAC Sycomore.

Préconisation : demander à l'Exploitant plus de détails sur les charges d'exploitation dans le rapport annuel.

6.2 Analyse des investissements

Les investissements totaux initialement prévus au contrat de DSP et à l'Avenant n°1 ont été en partie sous-évalués, notamment sur les coûts de réseaux, initialement chiffrés sans réfections de voiries, alors qu'en réalité les réseaux, pour ceux qui ont déjà été posés, l'ont été après réalisation de la voirie, impliquant la réfection de celle-ci.

Le tableau ci-dessous détaille les surcoûts par poste de dépenses, par rapport au prévisionnel de l'Avenant 1 signé en 2017 :

Tableau 9 : Analyse des investissements

| En k€ HT constants | Avenant 1 | Supplément identifié |
|--|---------------------|----------------------|
| Réalisation d'une chaufferie biomasse | | |
| <i>Génie Civil Aménagements extérieurs et VRD</i> | 1 254 | 310 |
| <i>Chaudières Bois et auxiliaires</i> | 1 608 | 290 |
| <i>Filtration</i> | 320 | 0 |
| <i>Cheminée</i> | 81 | 0 |
| <i>Équipements hydrauliques et électriques</i> | 95 | 0 |
| <i>Aléas chaufferie biomasse</i> | 293 | 0 |
| Sous-total Chaufferie bois | <u>3 650</u> | <u>600</u> |
| Réalisation chaufferie d'appoint/secours | | |
| <i>Installation de chantier</i> | | 0 |
| <i>Construction bâtiment + aménagement extérieur</i> | 627 | 496 |
| <i>Travaux d'aménagement en chaufferie</i> | 210 | 0 |
| <i>Combustible</i> | 0 | 0 |
| <i>Cheminée</i> | 136 | 90 |
| <i>Hydraulique</i> | 297 | 990 |
| <i>Electricité</i> | 129 | 200 |
| <i>Divers</i> | 0 | 0 |
| <i>Aléas chaufferie d'A/S</i> | 112 | 0 |
| Sous-total Chaufferie d'appoint/secours | <u>1 510</u> | <u>1 776</u> |
| TOTAL PRODUCTION | <u>5 160</u> | <u>2 376</u> |
| Sous stations | <u>1 144</u> | <u>767</u> |
| Réseaux de distribution primaire | <u>2 485</u> | <u>5 258</u> |
| Aléas Réseaux & Sous-stations | <u>218</u> | |
| TOTAL RESEAUX ET SOUS-STATIONS | <u>3 847</u> | <u>6 025</u> |

Ces surcoûts sont pris en compte dans la suite de la présente étude, pour l'établissement des investissements des scénarios d'évolutions.

6.3 Structure tarifaire

La tarification de la chaleur sur le RC de Bussy-Saint-Georges a été découpée en 3 périodes, lors de la mise en place de la DSP. Dans le contrat initial les 3 périodes étaient découpées de la façon suivante :

- Période 1 : 2015
- Période 2 : 2016-2019
- Période 3 : 2021-2040

Suite à la signature de l'avenant 1 de 2017, les périodes ont été modifiées de la manière suivante :

- Période 1 : 2015-2019
- Période 2 : 2020
- Période 3 : 2021-2040

Les basculement tarifaires sont conditionnés par le respect du phasage prévu pour l'évolution des ventes (niveau de raccordement et consommations), coïncidant avec la mise en place de la première puis de la 2^{ème} chaudière bois.

Le passage à la période 2 ne s'est fait qu'en octobre 2021 au lieu de janvier 2020, à cause du retard pris par la construction de la ZAC Sycomore, et ce, malgré le fait que la mise en service de la 1^{ère} chaudière biomasse ne soit prévu que pour janvier 2022. En effet, les Abonnés et le Délégué, d'un commun accord, ont décidé d'avancer ce changement de période, la tarification en période 2 étant plus avantageuse pour les Abonnés.

La facturation est effectuée selon la formule suivante :

$$R = R1 \times \text{Nb de MWh consommé par l'abonné} + R2 \times \text{Puissance souscrite}$$

6.3.1 Terme R1

6.3.1.1 Calcul du Terme R1

R1 : Le terme R1 est un élément proportionnel représentant le coût des combustibles ou autres sources d'énergie (sauf l'électricité afférente aux usages visés en R2) réputés nécessaires, en quantité et en qualité, pour assurer la fourniture d'un MWh d'énergie calorifique destiné au

chauffage des locaux, à la production d'eau chaude sanitaire ou au réchauffage d'eau. Il intègre également les charges annexes liées aux combustibles, y compris les taxes fiscales et parafiscales (TICGN, TIFP, ...), les frais d'élimination des produits et résidus de combustion et de mise en décharge, les abonnements et locations de poste gaz, les additifs antigel ou réducteurs de pollution, etc. ...

Pour chaque combustible utilisé, est défini :

- Un terme R1 représentatif des coûts du combustible concerné, des charges annexes associées (toutes taxes, traitement des résidus, ...). La présente Convention prévoit un terme :
 - R1 Biomasse : pour le combustible bois
 - R1 Gaz : pour le gaz naturel
- Un indice complémentaire fixe représentatif de l'engagement du Délégué sur le taux de couverture
 - a : pour le combustible bois,
 - b : pour le gaz naturel

Le terme R1 tient compte de la mixité des combustibles telle que définie ci-après :

$$R1 = A \times R1_{\text{pellet}} + B \times R1_{\text{Biomasse}} + C \times R1_{\text{Gaz}}$$

dans lequel $A + B + C = 1$

Les coefficients a, b et c sont **fixes et indépendants de la mixité réelle constatée**. Ils pourront être revus, avec l'accord du Délégué, lors d'évolutions significatives des moyens de production allant au profit des Abonnés.

Lors des changements de période, les termes initiaux du calcul du terme R1 sont modifiés ainsi :

Tableau 10 : Terme proportionnel R1 à date de valeur 01/06/2013

| | Période 1 | Période 2 | Période 3 |
|-----------------------------------|-----------|-----------|-----------|
| R1 _{Pellet0} (€HT/MWh) | 60.45 | - | - |
| A | 100 % | - | - |
| R1 _{Biomasse0} (€HT/MWh) | - | 32.84 | 29.64 |
| B | - | 70 % | 84% |
| R1 _{Gaz0} (€HT/MWh) | - | 54.90 | 62.25 |
| C | - | 30 % | 16 % |
| R1 ₀ (€HT/MWh) | 60.45 | 39.46 | 34.86 |

Lors de la période 1 le terme R1 ne comprend que le prix du pellet pour la chaufferie provisoire. En période 2 et 3, il comprend respectivement 1 et 2 chaudières biomasse et gaz.

6.3.1.1.1 Terme R1 Pellet

Le terme R1Pellet est indexé pour chaque période de facturation selon la formule ci-dessous :

$$R1_{Pellet} = R1_{Pellet0} \times \left(0,70 \times \frac{IG}{IG_0} + 0,30 \times \frac{IT}{IT_0} \right)$$

Formule dans laquelle :

- ⇒ IG : dernière valeur connue de l'indice national bois énergie publié par le centre d'études de l'économie du bois (CEEB) pour les granulés producteur vrac.
- ⇒ IT : dernière valeur connue à la date de facturation de l'indice de la Chambre des Loueurs et Transporteurs Industriels, « Location - Activité route - Avec conducteur et carburant ».

Les valeurs connues de ces indices au 01/06/2013 sont les suivantes :

- ⇒ $IG_0 = 182,2$ (01/06/2013)
- ⇒ $IT_0 = 223,42$ (24/01/2013)

6.3.1.1.2 Terme R1 Biomasse

Le terme R1B est indexé pour chaque période de facturation selon la formule suivante :

$$R1_B = R1_{B0} \times \left(0,2 \times \frac{IBBdR}{IBBdR_0} + 0,2 \times \frac{ICHT - IME}{ICHT - IME_0} + 0,2 \times \frac{IT}{IT_0} + 0,2 \times \frac{IM}{IM_0} + 0,2 \times \frac{IPE}{IPE_0} \right)$$

Formule dans laquelle :

- ⇒ IBBdR = dernière valeur connue à la date de facturation de l'indice des « Bois Bord de Route non broyé » CEEB – Indices trimestriel.
- ⇒ ICHT-IME : ICHTIME : Dernière valeur connue à la date de facturation de l'indice "Coût horaire tous salariés confondus des industries mécaniques et électriques", publiée au Moniteur des Travaux Publics (référence : ICHTIME).
- ⇒ IT = dernière valeur connue à la date de facturation de l'indice de la Chambre des Loueurs et Transporteurs Industriels, « Location - Activité route - Avec conducteur et carburant ».
- ⇒ IM = dernière valeur connue à la date de facturation de l' « Indice machine IPAMPA - prix d'achat des moyens de production agricole - Séries brutes - Indice général » (identifiant 1570862 Insee).

- ⇒ IPE = dernière valeur connue à la date de facturation de départ de l'indice « des prix à la production - Production française commercialisée sur le marché français, dans l'industrie - Nomenclature NES - Produits énergétiques tous usages – Ensemble » (identifiant 1570147 Insee).

Les valeurs connues de ces indices au 01/06/2013 sont les suivantes :

- ⇒ IBBdR₀ = 109,4 (01/04/2013)
- ⇒ ICHTIME₀ = 111,60 (09/04/2013)
- ⇒ IT₀ = 223,42 (24/01/2013)
- ⇒ IM₀ = 116 (31/05/2013)
- ⇒ IPE₀ = 117,1 (31/05/2013)

R1B₀, valeur du terme R1B au 01/06/2013 indiqué à l'article 65, soit :

- R1B₀ = 32,84 € HT/MWh (pour la 2ème période tarifaire 2016-2019)
- R1B₀ = 29,64 € HT/MWh (pour la 3ème période tarifaire 2020-2037)

6.3.1.1.3 Terme R1 Gaz

Le terme R1G est indexé pour chaque période de facturation selon la formule suivante :

$$R1_G = R1_{G0} \times \frac{G}{G_0}$$

Formule dans laquelle :

- G : coûts d'approvisionnement en gaz

La valeur au 01/06/2013 est la suivante : G₀ = 37,52 €/MWh PCS

$$G = k \times G_0$$

Avec :

$$k = 1,9\% \times \frac{AboD}{AboD_0} + 7,4\% \times \frac{TCT}{TCT_0} + 13,5\% \times \frac{TV D}{TV D_0} + 77,2\% \times \frac{PEG}{PEG_0}$$

Coûts d'acheminement du gaz :

- AboD : Abonnement gaz sur le réseau de distribution (CTA incluse)

La valeur au 01/06/2013 est la suivante : AboD₀ = 679,92€/an

- TCT : Terme de capacité sur le réseau de transport (CTA incluse, NTR =2)

La valeur au 01/06/2013 est la suivante : TCT₀ = 235,25 €/MWh.jour/an

- TVD : Terme Variable de Distribution.

La valeur au 01/06/2013 est la suivante : TVD0 = 5,07 €/MWh PCS

La mise à jour des indices AboD, TCT et TVD fait l'objet d'une délibération de la Commission de Régulation de l'Energie, publiée au Journal Officiel¹

- PEG N: Indice Powernext Gas Futures Monthly Index

La valeur au 01/06/2013 est la suivante : PEG N0 = 27,04 €/MWh PCS (Source : www.powernext.com)

6.3.1.2 Evolution du Terme R1

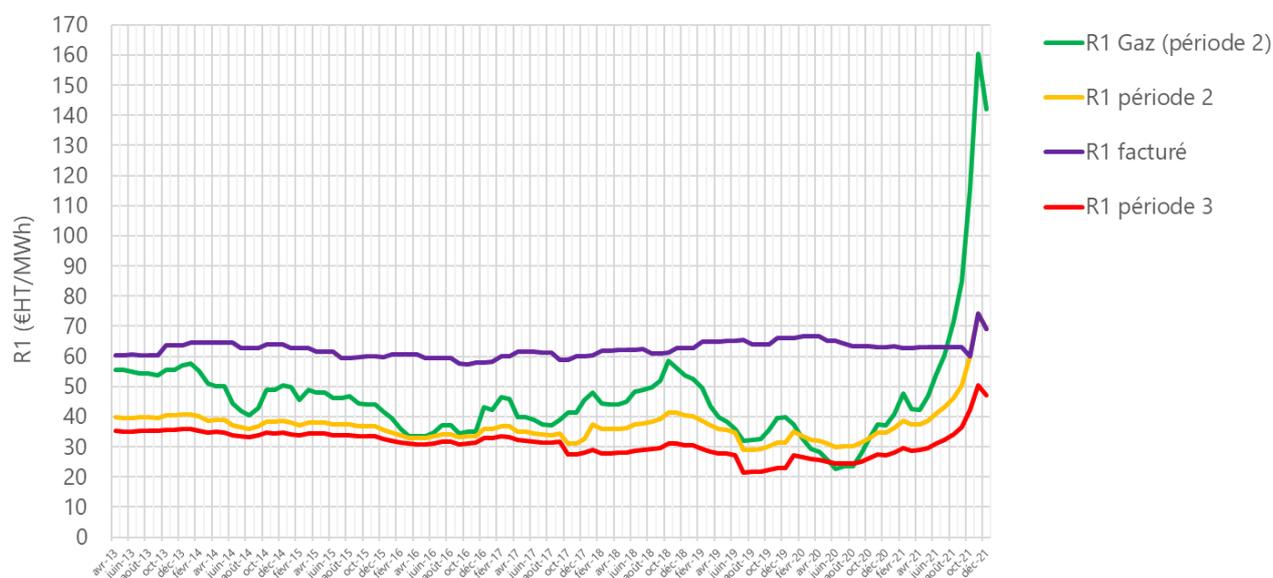


Figure 17 : Evolution du terme R1 du réseau BUSSYCOMORE depuis la signature du contrat

$R1_{\text{moy_facturé}} = 62,4 \text{ €/MWh}$

$R1_{\text{moy_période2}} = 37,17 \text{ €/MWh}$

$R1_{\text{moy_période3}} = 31,15 \text{ €/MWh}$

Tableau 11 : Evolution du R1 des périodes tarifaires 1 et 2 depuis la signature du contrat

| Période 1 | R1 initial | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 |
|-----------|------------|-------|-------|-------|-------|--------|--------|--------|--------|
| R1 moyen | 60,45 | 63,98 | 60,91 | 59,22 | 60,28 | 61,79 | 64,77 | 64,73 | 63,35 |
| Ev/N-1 | | 5,8% | -4,8% | -2,8% | 1,8% | 2,5% | 4,8% | -0,1% | -2,1% |
| Ev/intial | | 5,8% | 0,8% | -2,0% | -0,3% | + 2,2% | + 7,2% | + 7,1% | + 4,8% |

| Période 2 | R1 initial | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 |
|-------------------|------------|-------|-------|--------|--------|-------|--------|--------|--------|
| R1 moyen | 39,46 | 38,27 | 37,30 | 33,79 | 34,27 | 38,13 | 33,53 | 32,33 | 47,66 |
| Ev/N-1 | | -3,0% | -2,5% | -9,4% | 1,4% | 11,3% | -12,1% | -3,6% | 47,4% |
| Ev/initial | | -3,0% | -5,5% | -14,4% | -13,1% | -3,4% | -15,0% | -18,1% | +20,8% |

Observations :

Un R1 facturé globalement stable depuis 2013 (période 1 de facturation). En revanche, la transition de la période 1 à la période 2 de facturation en octobre 2021, ne donne pas lieu une diminution des factures telle que prévue initialement : une réduction d'environ 20€HT/MWh était attendue (courbe jaune). Ceci s'explique par l'augmentation exceptionnelle du prix du gaz qui a eu lieu à partir de la 2^{ème} moitié de 2021. Ainsi, le tarif de période 2 qui était supposé être plus avantageux pour les Abonnés que celui de la période 1, se retrouve au même prix, voir même plus cher.

Ces chiffres sont à mettre en perspective au regard du prix moyen du R1 (période 2 et 3) de 2013 à aujourd'hui : le prix correspond bien aux attentes initiales. De plus, le R1 des périodes 2 et 3 augmente certes avec le prix du gaz, mais est moins impacté qu'une solution 100%, en témoigne la courbe du R1Gaz en vert. Ainsi, la transition de période ne s'est pas effectuée au moment le plus propice pour les Abonnés, mais l'impact positif sera tout de même visible lorsque les prix du gaz seront de retour à la « normale ».

Préconisations : pas de préconisation spécifique à ce stade.

6.3.2 Terme R2

Le terme R2 est un élément fixe, réparti entre les Abonnés selon la puissance souscrite, représentant la somme des coûts annuels suivants :

- r21 : coût de l'énergie électrique utilisée mécaniquement pour assurer le fonctionnement des installations de production et de distribution d'énergie ainsi que l'éclairage des bâtiments (sauf les sous-stations).
- r22 : coût des prestations de conduite, de petit entretien et de grosses réparation, frais administratifs (redevances, taxe professionnelle, impôts, frais divers...), frais de structure, nécessaires pour assurer le fonctionnement des installations primaires.
- r23 : coût des prestations de renouvellement et de modernisation des installations.
- r24 : charges financières liées au financement des investissements des travaux de premier établissement.
- r2s : terme reflétant l'impact des subventions sur le terme R2

$$R2 = r21 + r22 + r23 + r24 + r2s$$

6.3.2.1 Calcul du terme R2

Tableau 12 : Détail des termes du R2

| Terme | Valeur 0 | Impact si pas d'exportation | |
|------------------|----------|-----------------------------|------------------|
| R21 ₀ | 5,09 | + K x 0,91 | € HT/kW souscrit |
| R22 ₀ | 25,47 | + K x 14,48 | € HT/kW souscrit |
| R23 ₀ | 14,40 | + K x 8,03 | € HT/kW souscrit |
| R24 | 44,85 | + K x 12,17 | € HT/kW souscrit |
| R2s | -13,30 | - K x 0,57 | € HT/kW souscrit |
| R2 ₀ | 76,51 | + 35,03 | € HT/kW souscrit |

Les éléments composant le terme R2 sont indexés par application des formules ci-après :

$$R21 = R21_0 \times \frac{EMT}{EMT_0}$$

$$R22 = R22_0 \times \left(0,10 + 0,75 \times \frac{ICHT - IME}{ICHT - IME_0} + 0,15 \times \frac{FSD2}{FSD2_0} \right)$$

$$R23 = R23_0 \times \left(0,10 + 0,20 \times \frac{ICHT - IME}{ICHT - IME_0} + 0,70 \times \frac{BT402}{BT40_0} \right)$$

- ⇒ **R21₀** = 5,09 €HT/kW
- ⇒ **R22₀** = 25,47 €HT/kW
- ⇒ **R23₀** = 14,40 €HT/kW
- ⇒ **EMT** : Dernière valeur connue à la date de facturation de l'indice "Electricité moyenne tension, tarif Vert A" publiée au Moniteur des Travaux Publics (référence : 351107).
- ⇒ **ICHT-IME** : Dernière valeur connue à la date de facturation de l'indice "Coût horaire tous salariés confondus des industries mécaniques et électriques", publiée au Moniteur des Travaux Publics (référence : ICHTIME).
- ⇒ **FSD2** : Dernière valeur connue à la date de facturation de l'indice Frais et services divers catégorie 2 "Publié au Moniteur des Travaux Publics" (référence : FSD2).
- ⇒ **BT40** : Dernière valeur connue à la date de facturation de l'indice national "Bâtiment : chauffage central" publié au Moniteur des Travaux Publics (référence : BT40).

Les valeurs connues de ces indices au 01/06/2013, sont les suivantes :

- ⇒ ICHTIME₀ = 111,60 (09/04/2013)
- ⇒ FSD2₀ = 127,80 (31/05/2013)
- ⇒ **EMT₀ = 122,80** (31/05/2013)
- ⇒ BT40₀ = 1018,10 (31/05/2013)

6.3.2.2 Évolution du Terme R2

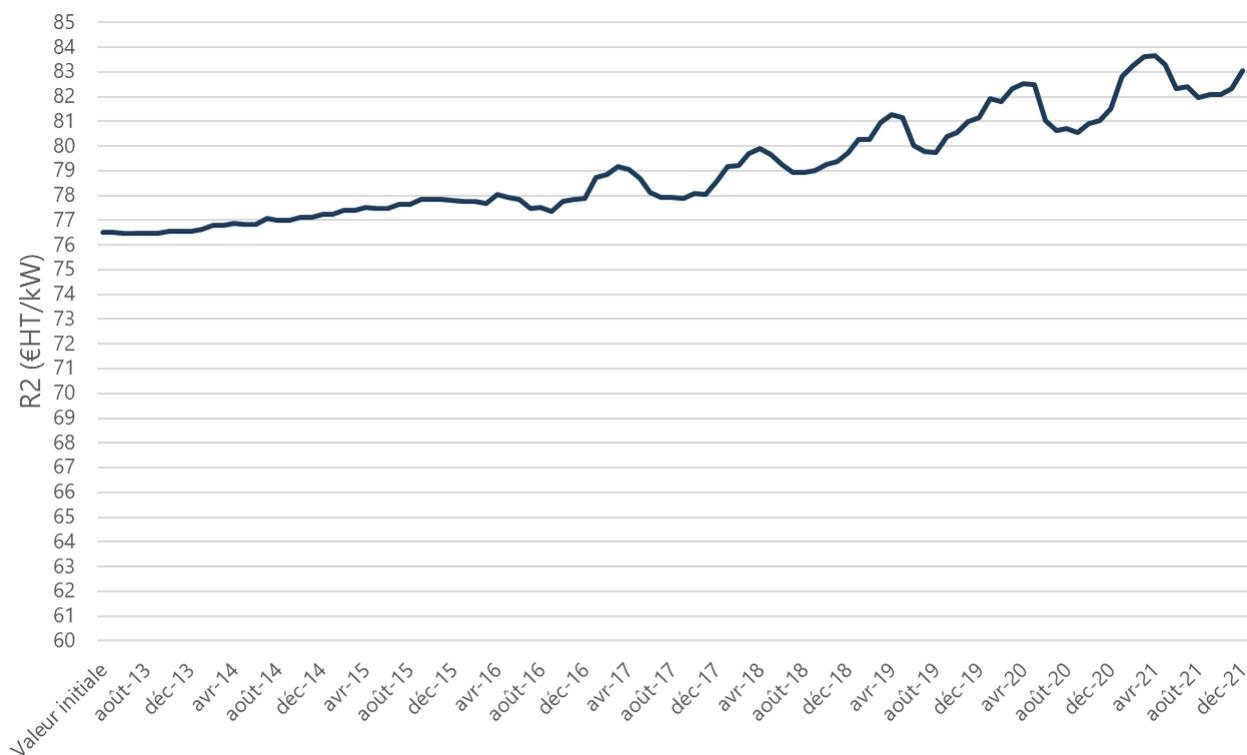


Figure 18 : Evolution du terme R2 depuis la signature du contrat

Tableau 13 : Evolution du terme R2 depuis la signature du contrat

| | R2 initial | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 |
|-------------------|------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| R2 moyen | 76,51 | 76,94 | 77,60 | 77,74 | 78,43 | 79,35 | 80,55 | 81,46 | 82,74 |
| Ev/N-1 | | 0,6% | 0,8% | 0,2% | 0,9% | 1,2% | 1,5% | 1,1% | 1,6% |
| Ev/initial | | 0,6% | 1,4% | 1,6% | 2,5% | 3,7% | 5,3% | 6,5% | 8,1% |

$R2_{moy20-21} = 82,1 \text{ €/kWh}$

Observations :

Une augmentation moyenne du terme R2 de +7.4% depuis 2013, mais constatée également dans la plupart des réseaux.

6.4 Droits de raccordement

6.4.1 Frais et droits de raccordement

Les **frais de raccordement** correspondent au coût des branchements, compteurs, postes de livraison, estimés par application du bordereau des prix défini à l'article 12.4 du règlement de service (Annexe 11 du contrat de DSP) ci-après. Les coûts de branchement comprennent les travaux de réalisation du poste de livraison (échangeur, compteur, ...) dans un local, fourni par l'Abonné, et son raccordement au réseau de distribution de chaleur principal.

Le Délégué est autorisé à percevoir pour son compte, auprès de tout nouvel Abonné, les frais de raccordement cités ci-dessus.

Si les branchements sont exécutés en application d'une obligation de raccordement, les conditions financières de raccordement sont examinées par l'Autorité Déléguée.

Les frais de raccordement se composent du prix des travaux nécessaires au raccordement de l'Abonné conformément au bordereau des prix et de **droits de raccordement d'un montant maximal de 300 €/kW**, indexé comme le terme R23.

Le Délégué peut moduler à la baisse les droits de raccordement dans le cadre de sa politique commerciale, pour faciliter le développement du réseau.

6.4.2 Bordereau des prix

Les travaux neufs, réalisés par le Délégué pour le compte des Abonnés, sont estimés d'après le bordereau de prix annexé à la DSP.

Sont réalisés, par le Délégué pour le compte des Abonnés, les travaux neufs d'extensions particulières et de branchements, la fourniture et la pose des compteurs, et l'équipement des postes de livraison.

Les prix résultant de l'application du bordereau, prix unitaires et rabais, constituent des prix plafonds.

Le bordereau des prix est utilisé pour l'établissement des prix maximaux des travaux neufs tels qu'ils sont estimés dans les comptes d'exploitation prévisionnels et annuels. Ce bordereau est indexé selon la formule suivante :

$$P = P_0 \times \left(0,10 + 0,60 \times \frac{BT402}{BT40_0} + 0,30 \times \frac{TP03}{TP03_0} \right)$$

La définition des paramètres est la suivante :

- ⇒ BT40 : l'index national de Bâtiment " Chauffage central ", base 100 en janvier 1974, publié au "Moniteur des Travaux Publics et du Bâtiment" ou toute autre revue spécialisée ;
- ⇒ TP03 : l'index national de Génie Civil " Terrassements généraux ", base 100 en janvier 1975, publié au " Moniteur des Travaux Publics et du Bâtiment " ou toute autre revue spécialisée.

L'indexation s'effectue sur la base des dernières valeurs publiées, connues le jour de facturation.

Les valeurs initiales des paramètres, connues et publiées à la date d'établissement des prix sont :

- BT400 = 1018,10 (31/05/2013)
- TP030 = 710,90 (31/05/2013)

6.5 Analyse du coût moyen de la chaleur

Pour cette partie du diagnostic, étant donné que le réseau a peu d'années d'exploitation et peu d'abonnés, afin de déterminer si le réseau était compétitif par rapport aux réseaux de France, nous sommes tout d'abord partis de l'étude AMORCE 2019.

Nous nous sommes placés dans le cas d'un réseau de chaleur dont le taux d'ENR&R est supérieur à 50 % comme c'est le cas pour ce réseau, et avons recalé les factures énergétiques avec un PEG de 25 €/MWh, équivalent à celui de juillet 2021.

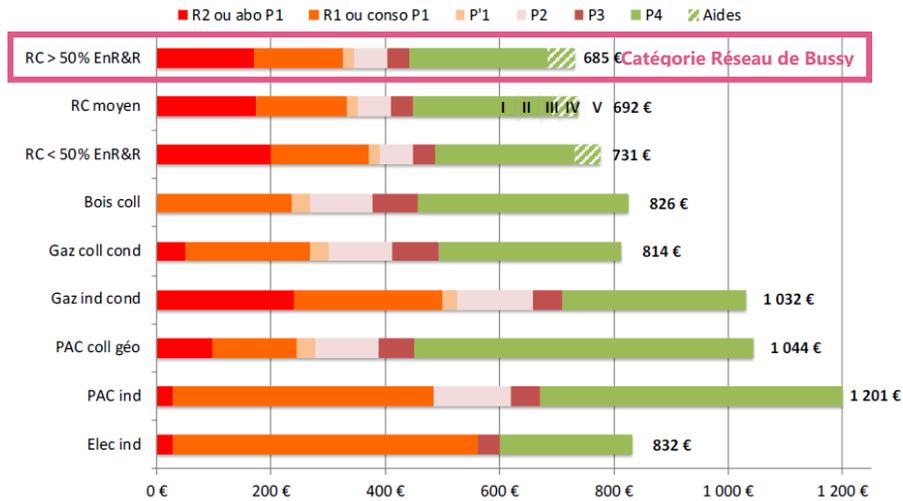
Le tableau ci-dessous présente les factures énergétiques obtenues avec cette analyse :

Tableau 14 : Facture énergétique étude AMORCE par type de logement

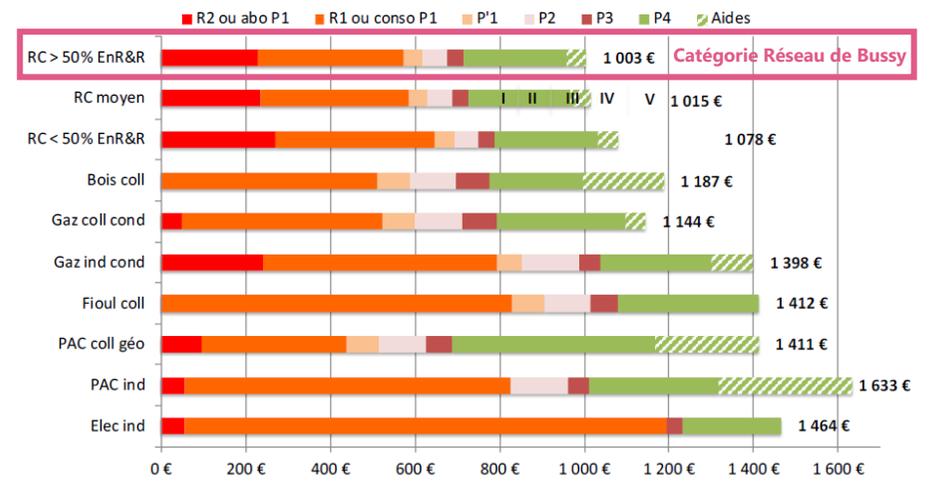
| PEG moyen 2019 : 15,5 €/MWh PEG 07/2021 : 25 €/MWh | Logement RT 2012 | Logement RT 2005 | Parc social moyen |
|---|---------------------|---------------------|----------------------|
| Consommation par logement (MWh/an) | 3,15 | 6,7 | 9,52 |
| Facture énergétique RCU >50% EnR&R (€TTC/an 2019) | 326 | 572 | 788 |
| Facture énergétique RCU >50% EnR&R (€TTC/an actu 07/2021) | 345 | 613 | 846 |
| Facture totale (€TTC/an) | 685 | 1003 | 1238 |



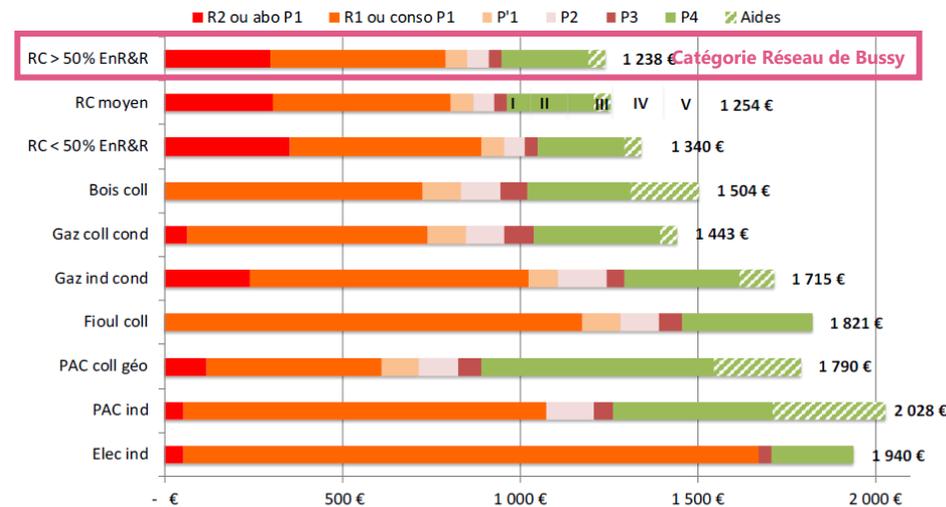
Décomposition du coût global chauffage & ECS en 2019 (€TTC/lgt par an)
Bâtiment RT 2012 - 50 kWh/m2 par an - Analyse : AMORCE



Décomposition du coût global chauffage & ECS en 2019 (€TTC/lgt par an)
Bâtiment RT 2005 - 120 kWh/m2 par an - Analyse : AMORCE



Décomposition du coût global chauffage & ECS en 2019 (€TTC/lgt par an)
Bâtiment parc social moyen - 170 kWh/m2 par an - Analyse : AMORCE



A partir de ces factures énergétiques, nous avons calculé par extrapolation celles des logements types retenus pour notre étude :

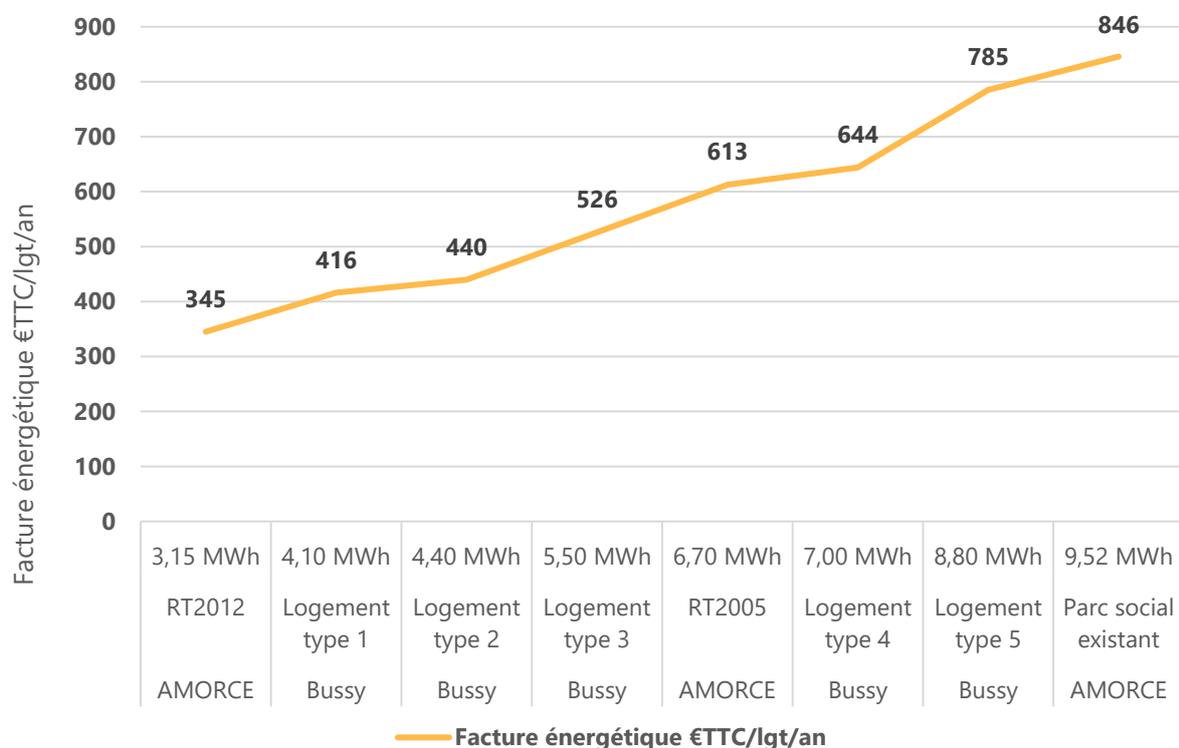


Figure 19 : Facture énergétique d'un logement en fonction des consommations

A partir de ces factures énergétiques, nous avons recalculé la puissance souscrite associée pour maintenir un coût de la chaleur compétitif :

Tableau 15 : Facture énergétique par type de logement sur Bussy-Saint-Georges

| Valeurs moyennes nationales | Logement type 1 | Logement type 2 | Logement type 3 | Logement type 4 | Logement type 5 |
|-------------------------------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|
| Consommation MWh/lgt | 4,1 | 4,4 | 5,5 | 7 | 8,8 |
| Puissance souscrite PS/lgt | 2,96 | 3,10 | 3,60 | 4,28 | 5,11 |
| Facture énergétique €TTC/lgt | 416 | 440 | 526 | 644 | 785 |

Finalement, nous avons comparé la facture énergétique moyenne des logements raccordés au réseau sur l'année novembre 2020 – octobre 2021, avec celles obtenues à partir de l'étude AMORCE 2019.

- Consommation moyenne (11/20 à 10/21) : **7,9 MWh/lgt**
- Puissance souscrite moyenne (11/20 à 10/21) : **4,6 kW/lgt**

- Facture énergétique moyenne tarifs réels 11/20 à 10/21 : 1 013 €TTC/lgt/an
- Facture énergétique moyenne période tarifaire 2 (actuelle) : 831 €TTC/lgt/an
- Facture énergétique moyenne période tarifaire 3 (future) : 746 €TTC/lgt/an

avec les valeurs de r1 et r2 prises en date de juillet 2021.

On observe ainsi que :

- Pour être compétitif, avec ce niveau de consommation et de puissance souscrite, **la facture énergétique d'un logement** doit se trouver autour de **715 €TTC**.
- Les tarifs de la **future période tarifaire** s'en rapprochent, mais restent cependant plus élevés.

La période tarifaire 3 n'est plus élevée que de 4,3% par rapport à une facture moyenne compétitive en France, cela confirme la compétitivité que cette 3^{ème} période propose aux abonnés.

6.6 Analyse des formules de révision

Dans cette partie, l'évolution du R1 gaz en fonction du prix du gaz est étudié afin de vérifier que les formules de révision des période 2 et 3 de tarification suivent bien les variations du prix du gaz. Cette analyse a pour but de déterminer si les formules de révision du R1 gaz des périodes 2 et 3 de tarification suivent bien les variations du prix du gaz d'un mois à l'autre, ou si elles évoluent plus vite.

Les importantes augmentations du PEG en 2021, indice de tarification du gaz, permettent de mieux constater les écarts de variation entre le prix du gaz et les formules de révision du R1 gaz.

Tableau 16 : Etude de l'évolution du R1 gaz des périodes tarifaires 2 et 3

| | Evolution PEG | Evolution R1 Gaz période 2 | Ecart Période 2 | Evolution R1 Gaz période 3 | Ecart Période 3 |
|----------------------|---------------|----------------------------|-----------------|----------------------------|-----------------|
| Avril vs Mars | -0,19 | -0,30 | -0,11 | -0,34 | -0,15 |
| Mai vs Avril | 3,80 | 4,34 | 0,54 | 4,92 | 1,12 |
| Juin vs Mai | 6,38 | 7,29 | 0,91 | 8,27 | 1,89 |
| Juillet vs Juin | 5,27 | 6,29 | 1,02 | 7,13 | 1,87 |
| Aout vs Juillet | 9,79 | 11,19 | 1,40 | 12,69 | 2,90 |
| Septembre vs Aout | 11,63 | 13,29 | 1,66 | 15,07 | 3,44 |
| Octobre vs Septembre | 26,87 | 30,71 | 3,83 | 34,82 | 7,94 |

Le graphique ci-dessous situe l'évolution des R1 gaz des 2 périodes de tarification du réseau de Bussy par rapport à d'autres réseaux suivis en interne chez MANERGY.

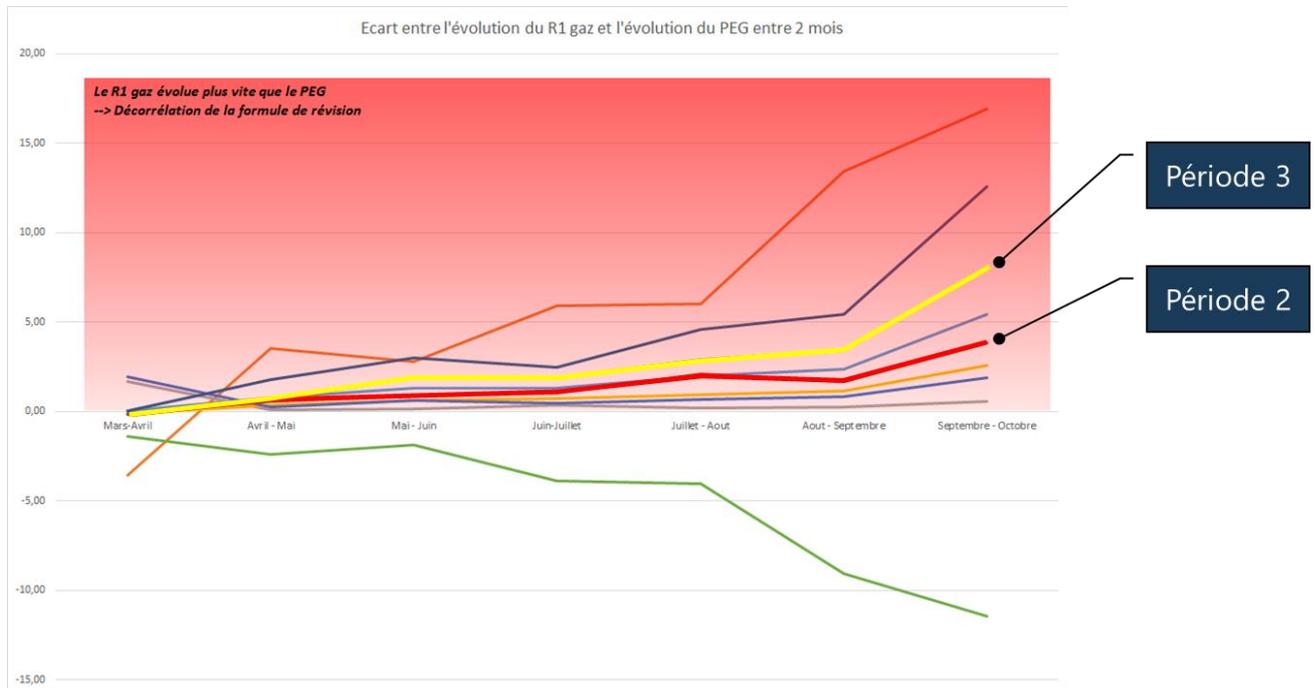


Figure 20 : Comparaison de la décorrélation du R1 gaz des périodes tarifaires 2 et 3 par rapport au PEG avec des réseaux suivis en internes

Observations : Le prix du R1 gaz augmente plus rapidement que le PEG, notamment pour le R1 gaz de la période 3. Concernant la période 2 la décorrélation du R1 gaz par rapport au PEG se situe dans la moyenne des réseaux suivis.

Analyse de l'écart entre le R1 gaz de la période 2 et 3 de tarification :

D'après le contrat à la DSP, le calcul du R1 gaz se fait de la manière suivante :

$$R1_G = R1_{G0} \times k$$

Avec k dépendant du PEG et R1G₀ valeur fixée dans le contrat.

La seule différence entre les 2 périodes de tarification est la valeur initiale R1G₀ :

$$\Rightarrow R1_{G0} - \text{période 2} = 54,90 \text{ €HT/MWh}$$

$$\Rightarrow R1_{G0} - \text{période 3} = 62,25 \text{ €HT/MWh}$$

La valeur initial du R1 gaz étant plus élevée pour la période 3 que pour la période 2 le rend plus sensibles aux variations du prix du gaz : plus le prix du gaz est élevé plus l'écart entre les 2 tarifications augmente. Le graphique ci-dessous illustre l'écart – en rouge – qui grandit avec l'augmentation du prix du gaz.

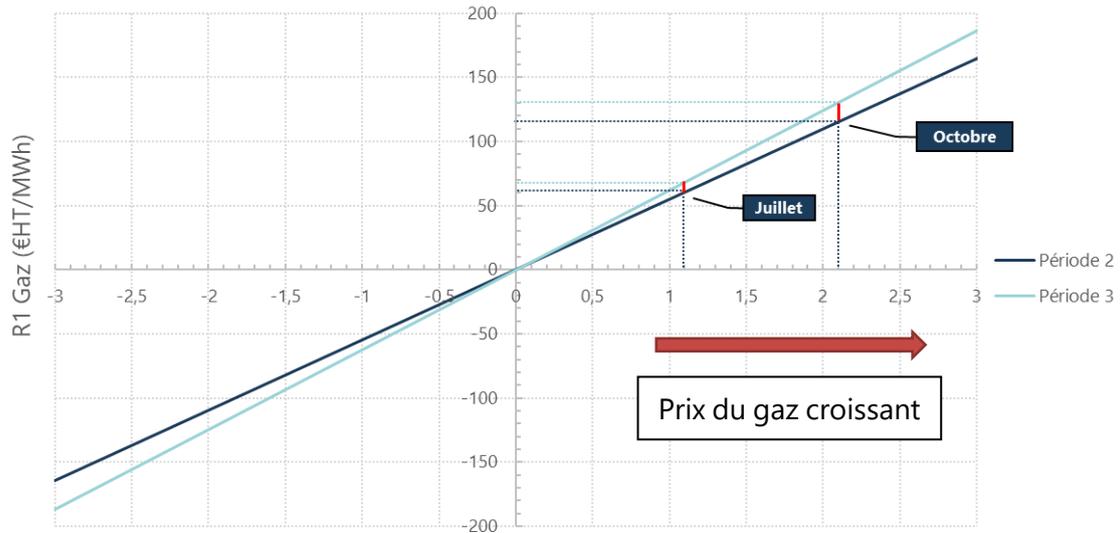


Figure 21 : Comparaison de l'évolution du R1 gaz des périodes tarifaires 2 et 3 en fonction du prix du gaz

Préconisation :

Il est préconisé de réévaluer dans l'avenant, pour la période 3 de tarification du réseau :

- Soit le terme $R1G_0$ de la formule de révision
- Soit de modifier la formule de révision du terme R1 gaz

7.SYNTHESE DU DIAGNOSTIC

Le réseau de chaleur de Bussy-Saint-Georges présente une économie fragile, fortement dépendante du développement de la ZAC du Sycomore. La facture annuelle d'un logement moyen raccordé au réseau est élevée à cause du contexte actuel du marché du gaz et de l'évaluation des puissances souscrites.

L'audit réalisé dans le cadre du présent schéma directeur a fait apparaître différentes préconisations, résumées ci-dessous.

Tarifs :

- Observation :
 - Pour atteindre une facture énergétique compétitive par typologie de logement, il est nécessaire de contractualiser les puissances souscrites définies en partie 6.5
 - L'augmentation des tarifs de la période 3 sont décorrélés de l'augmentation du gaz à cause d'une valeur initiale trop importante dans la formule de révision.
- Préconisations :
 - Prévoir un **ajustement du tarif R2** en fonction de la PS réellement souscrite par logement
 - Prévoir une **mise à jour du R1G₀ gaz** pour la période 3

CEP :

- Observation : Différences constatées de recettes R1/R2 entre suivi IDEX et rapport CAC
- Préconisation : demander plus de détails sur les charges d'exploitation dans le rapport annuel

Conception des sous-stations :

- Observation : un seul échangeur chauffage + ECS
- Préconisation : ajouter, pour les futures sous-stations, un échangeur ECS pour optimiser la gestion des températures sur le réseau

Réseau de distribution :

- Observation : capacité de livraison du twin pipe limitée
- Préconisation : vérifier que les dimensions du twin pipe permettent d'intégrer les besoins supplémentaires recensés dans l'entrée de ville ?

Contractualisation des abonnés :

- Observation : des ratios globalement élevés pour des bâtiments récents
- Préconisation : prévoir des échanges avec les abonnés pour comprendre les ratios de consommation et s'assurer que la facturation reste compétitive

8. ETAT DES LIEUX DES SOURCES DE CHALEUR A PROXIMITE

L'objectif de cette partie est de présenter les ressources en énergies renouvelables situées à proximité du périmètre d'étude du réseau de chaleur de la Ville de Bussy-Saint-Georges. Il s'agit d'identifier les réseaux et sources de chaleur potentiels situés à proximité et qui pourraient venir alimenter dans une logique de mutualisation des équipements et de valorisation d'énergies renouvelables et de récupération. Les deux principaux aspects traités seront :

- Les réseaux de chaleur publics et privés,
- Les sources d'énergies renouvelables et de récupération, à savoir :
 - géothermie profonde et superficielle,
 - biomasse,
 - méthanisation,
 - unité d'incinération d'ordures ménagères (UIOM),
 - solaire thermique,
 - station de traitement des eaux usées (STEU),
 - station de traitement des eaux pluviales (STEP),
 - chaleur fatale industrielle.

Dans un premier temps, il convient de rappeler le périmètre d'étude du schéma directeur du réseau de chaleur défini avec la Communauté d'Agglomération de Marne et Gondoire (voir figure suivante).

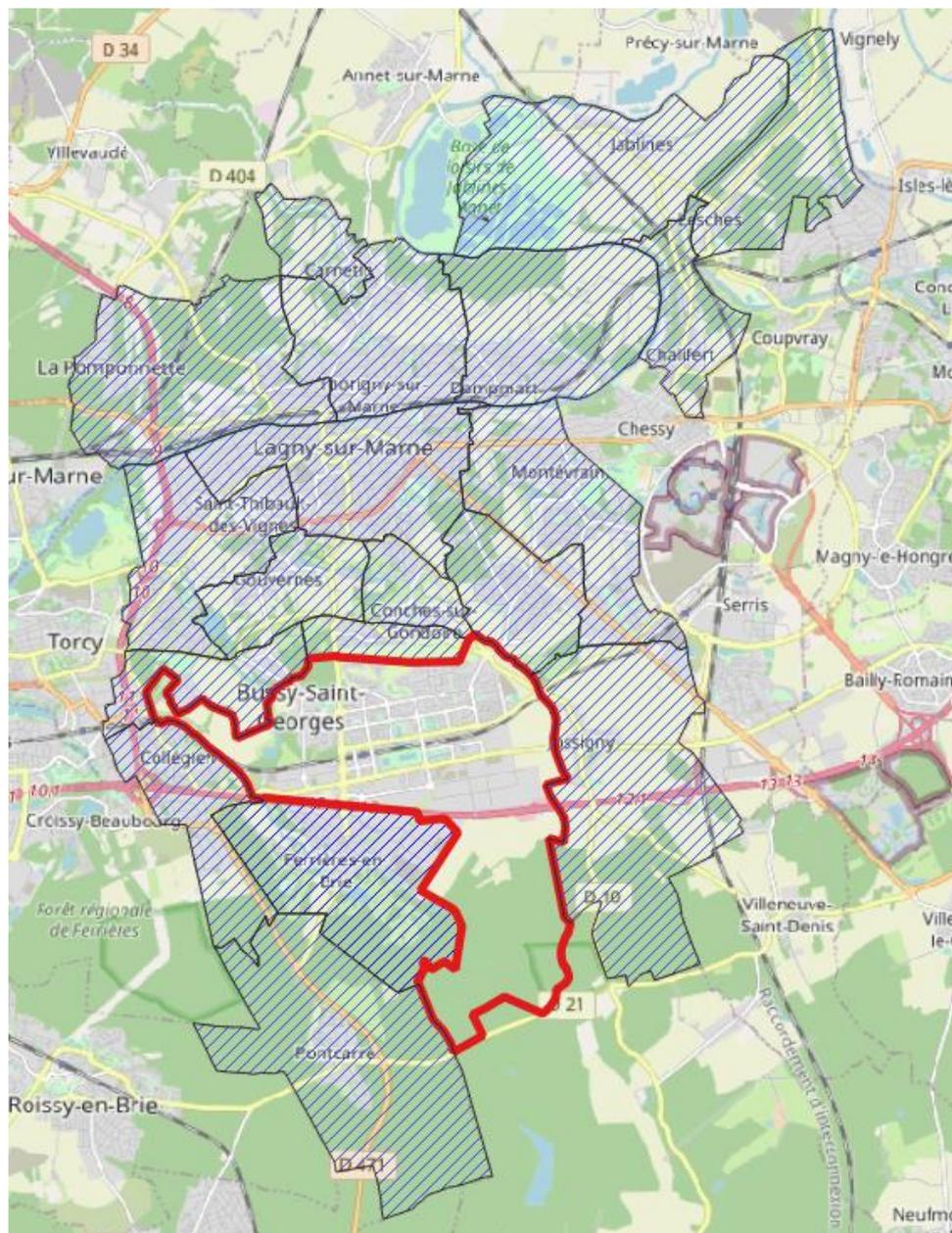


Figure 22 : Commune de Bussy-Saint-Georges au sein de la Communauté d'agglomération de Marne et Gondoire

Le choix et la priorisation des sources ENR&R pour l'élaboration de nos scénarios s'est fait selon la démarche ENR'Choix. Cette démarche est exposée dans un guide publié par l'ADEME en réponse aux objectifs fixés par la Loi pour la Transition Énergétique en 2017.

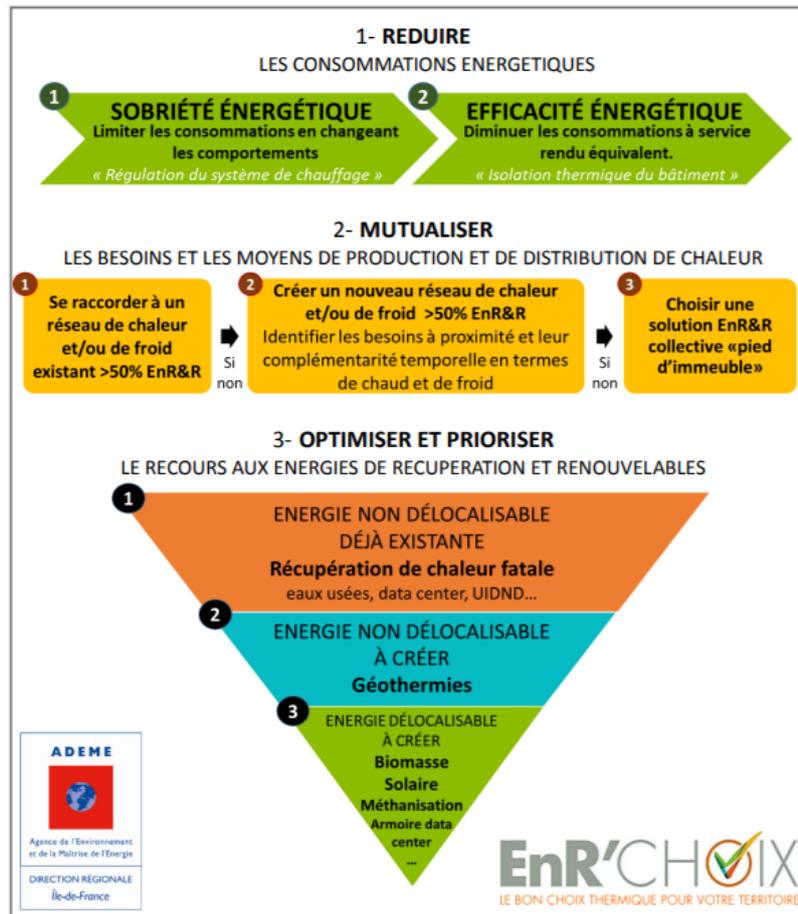
Le premier volet de ce guide correspond aux notions de sobriété et d'efficacité énergétique. Pour rappel, la sobriété énergétique correspond à la suppression ou la limitation des consommations d'énergie superflues par un meilleur usage du bâtiment et de ses équipements.

L'efficacité énergétique d'un bâtiment ou d'un équipement est le rapport entre la quantité d'énergie utilisée et la quantité d'énergie consommée. Plus ce rapport est faible, plus l'équipement est considéré comme performant et minimisant les déperditions énergétiques. L'amélioration de l'efficacité peut se faire par deux vecteurs :

- ⇒ L'amélioration de l'isolation, de la ventilation, et des équipements de chauffage (efficacité passive)
- ⇒ La mise en place de pratiques permettant de diminuer et réguler la consommation d'énergie tout en maintenant un niveau de service équivalent (efficacité active).

Le deuxième volet, qui nous intéresse plus dans cette étude, se penche sur la production de chaleur ou de froid pour un bâtiment ou une collectivité, et est résumé sur la Figure ci-dessous.

- ⇒ La première étape encourage fortement **la mutualisation des moyens de production** avec réseau de chaleur (existant ou à créer) préalablement à la mise en place de solutions individuelles.
- ⇒ La deuxième étape correspond à l'optimisation du choix de la source de chaleur, en favorisant **les énergies locales et non délocalisables** telles que la chaleur fatale ou la géothermie, avant d'envisager d'autres sources d'EnR&R telles que la biomasse, la méthanisation ou l'énergie solaire thermique



Le respect de ce guide permet d'être éligible à plusieurs aides de l'ADEME en vue de la rénovation ou de la mise en place de nouveaux systèmes de production de chaleur. Il est clairement identifié que la source d'EnR&R à privilégier est la chaleur de récupération, suivie par la géothermie, les autres sources locales passant ensuite dans les choix. Ces différentes sources énergétiques sont présentées dans la suite de l'étude suivant leur position dans cette pyramide des choix.

8.1 Réseaux de chaleur à proximité

8.1.1 Réseaux de chaleur existants

Les réseaux situés dans ou à proximité du périmètre du schéma directeur, qu'ils soient publics (sous le contrôle d'une collectivité) ou privés, sont présentés par la figure et le tableau suivants. L'analyse indique pour chacun de ces réseaux, lorsque les informations étaient disponibles :

- ⇒ Le nom du réseau,
- ⇒ Le mix énergétique,
- ⇒ Le taux d'EnR,
- ⇒ Les émissions de CO₂,
- ⇒ La quantité d'énergie livrée,
- ⇒ La longueur du réseau,
- ⇒ La distance au réseau de chaleur Bussy-Saint-Georges.

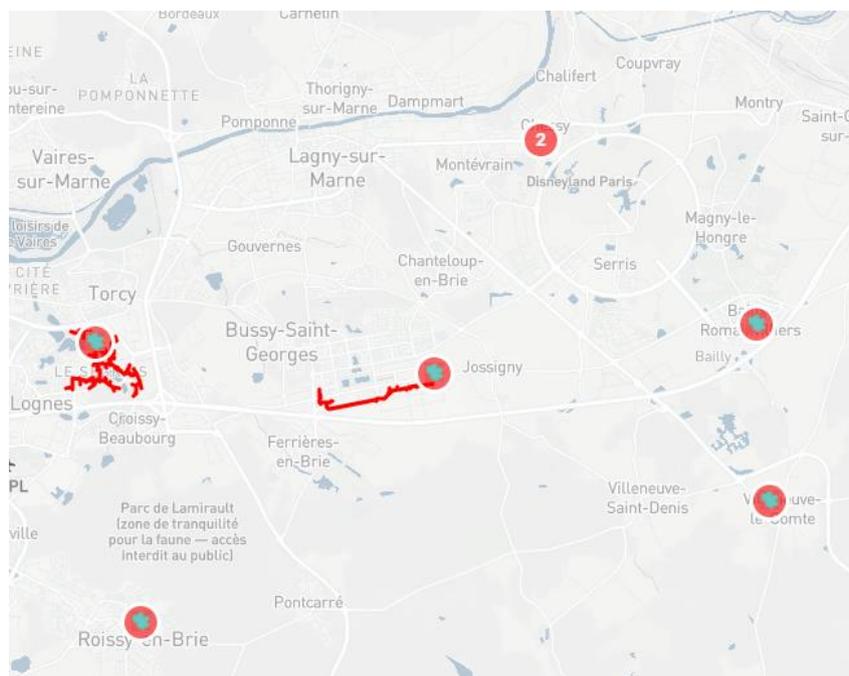


Figure 23 : Cartographie des réseaux de chaleur situés à proximité du réseau de Bussy-Saint-Georges

Tableau 17 : Recensement des réseaux de chaleur à proximité de Bussy-Saint-Georges

| Nom du réseau | Mix énergétique | Taux d'EnR (%) | Emission CO ₂ (kgCO ₂ /kWh) | Quantité d'énergie livrée (MWh/an) | Longueur du réseau (km) | Distance au réseau de Bussy (km) |
|--|---|----------------|---|------------------------------------|-------------------------|----------------------------------|
| La Renardière (Roissy-en-Brie) | Biomasse : 61 % Gaz : 39 % | 61 % | 99,0 | 5 907 | 1 | 6,0 |
| Marne la Vallée (Torcy) | Géothermie : 88 % Gaz : 12 % | 89 % | 28,0 | 47 177 | 9 | 4,5 |
| Val d'Europe (Chessy) | Gaz : 60 % Fioul : 40 % | 0 % | 407,0 | 793 | 2 | 5,3 Traversée RER |
| Eurodisney (Chessy) | Géothermie : 7 % Gaz : 93 % | 8 % | 233,0 | 212 000 | 24 | 5,3 Traversée RER |
| Bailly Romainvilliers | Chaleur industrielle : 87 % Gaz : 13 % | 88 % | 39,0 | 1 443 | 3 | 6,7 |
| Village Nature (Villeneuve-le-Comte) | Géothermie : 100 % | 100 % | 1,0 | 42 141 | 26 | 7,5 |

Analyse :

Globalement, les réseaux existants sont plutôt éloignés du réseau de Bussycomore.

Le réseau de Marne la Vallée est le réseau le plus intéressant actuellement, car plus proche et possédant un taux d'ENR&R élevé.

Concernant les réseaux Val d'Europe et Eurodisney, les données ne sont pas représentatives de leur fonctionnement à terme, notamment le taux d'ENR et le mix énergétique, car ils sont entrés en service récemment. La possibilité de raccordement avec ces réseaux pourra être étudiée lorsque ces réseaux atteindront un fonctionnement stable.

8.1.2 Réseaux de chaleur à venir

| Nom du réseau | Mix énergétique | Taux d'EnR (%) | Emission CO ₂ (kgCO2/kWh) | Quantité d'énergie livrée (MWh/an) | Longueur du réseau (km) | Distance au réseau de Bussy (km) | Date prévisionnelle de mise en service |
|------------------------|--------------------------|----------------|--------------------------------------|------------------------------------|-------------------------|----------------------------------|--|
| Lagny – Saint Thibault | UVE : 85 % Gaz : 15 % | Minimum 85 % | 0,050 | 35 000 | 14,5 | 4 | 12/2023 |

Le futur réseau de Lagny-sur-Marne/Saint-Thibault-des-Vignes présente une opportunité d'interconnexion avec Bussycomore, afin de récupérer la chaleur fatale provenant de l'usine de valorisation énergétique.

8.2 Sources d'énergies renouvelables et de récupération

La carte ci-dessous présente les principales sources d'ENR&R considérées lors de l'étude. La suite de cette partie présente plus en détails chaque source et les raisons de leur prise en considération pour l'étude ou non.

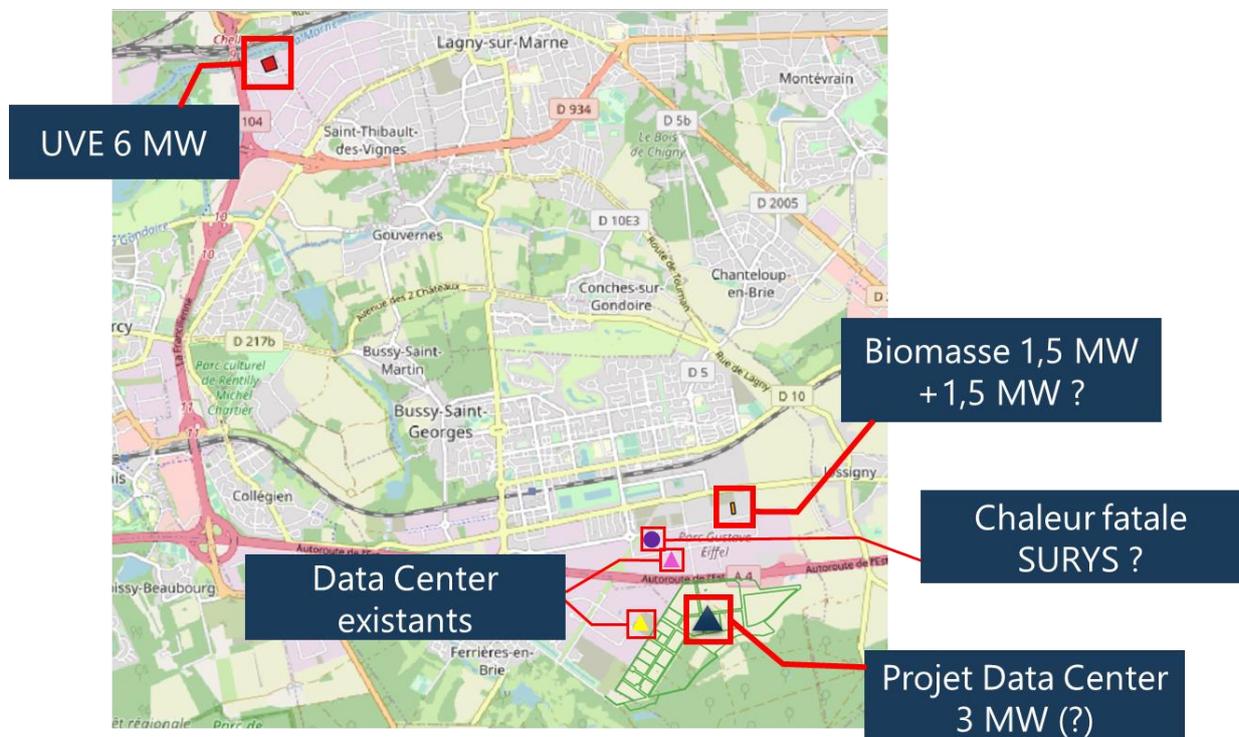


Figure 24 : Recensement des sources EnR&R à proximité directe de Bussy-Saint-Georges

8.2.1 Incinérateur de Saint-Thibault-des-Vignes

L'usine de valorisation énergétique de Saint-Thibault-des-Vignes du SIETREM ■ est la seule usine d'incinération à proximité de Bussy-Saint-Georges. Un projet de réseau de chaleur porté par la CAMG est en cours de réalisation sur les villes de Lagny-sur-Marne et Saint-Thibault-des-Vignes, afin de valoriser la production de chaleur issue de cette usine. La mise en service de ce réseau est prévue pour fin 2023.

Une étude d'interconnexion avec le réseau Bussycomore, sur demande de la CAMG, a été menée en 2021. Il a été établi que l'UVE était en possibilité de fournir à un niveau de puissance appelée de 6 MW. Le tracé de l'interconnexion s'est arrêté sur une chambre d'interconnexion au niveau du centre aquatique, à l'Est de Lagny-sur-Marne et un tracé suivant la D10. La liaison faisant en tout 4 km de tranchées.

Le futur Concessionnaire du réseau de Lagny agira en « transporteur de chaleur UVE », en facturant au Concessionnaire du réseau Bussycomore les coûts marginaux de transport entre l'UVE et la station d'échange.

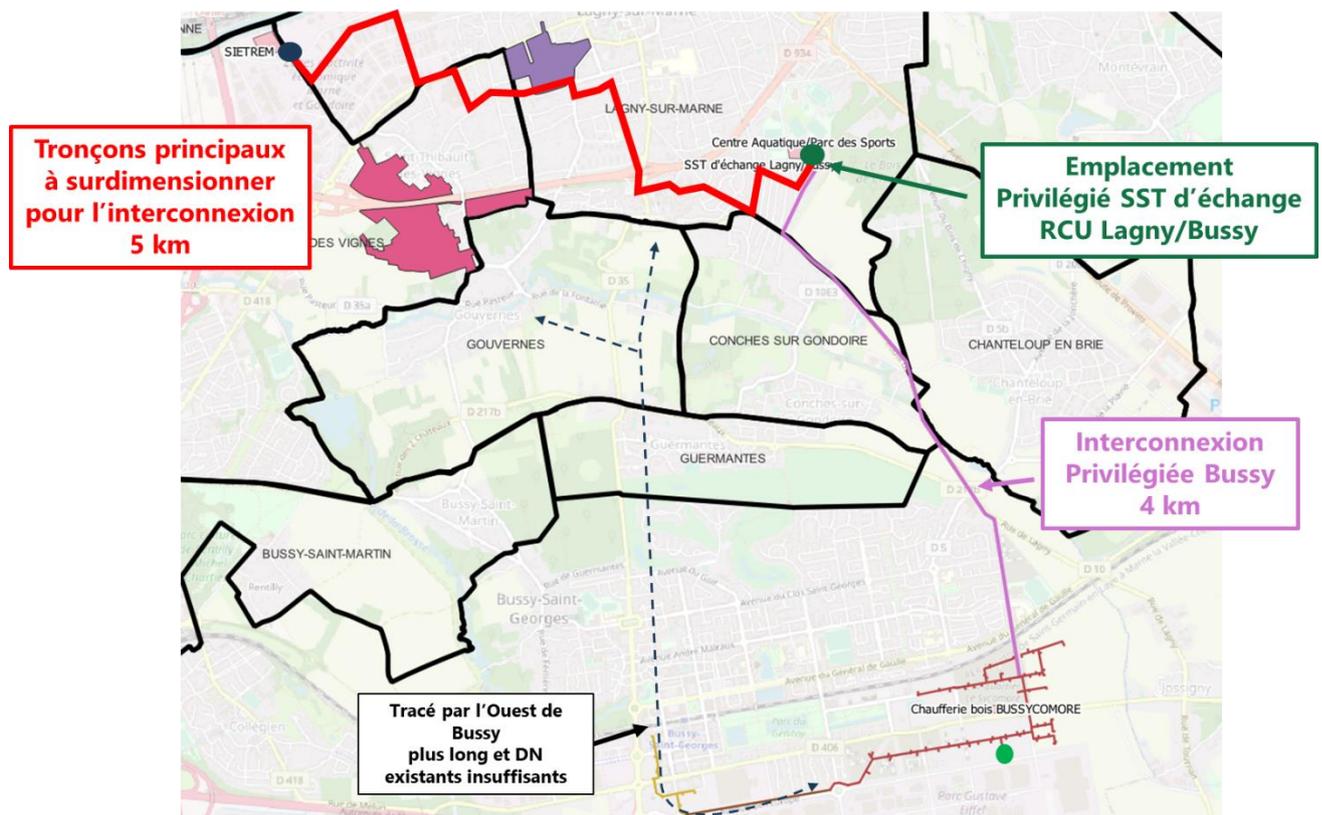


Figure 25 : Interconnexion avec le futur réseau de Lagny-sur-Marne alimenté par l'UVE du SIETREM

Cette interconnexion se substituerait à la 2^{ème} chaudière prévue initialement dans l'Avenant 1 au contrat de DSP BUSSYCOMORE.

Elle a donc été prise en compte pour la suite du schéma directeur, pour une puissance de **6 MW** fournie à BUSSYCOMORE. **Une Convention tripartite CAMG/SIETREM/Concessionnaire BUSSYCOMORE est à prévoir, pour définir précisément les modalités techniques et financières de fourniture de chaleur.**

8.2.2 Géothermie

On distingue différents types de Géothermie :

- ⇒ La géothermie sur nappe, nécessitant le forage d'un doublet (2 puits)
- ⇒ La géothermie de surface, avec la mise en place de sondes géothermiques

8.2.2.1 Géothermie sur nappe

Lors d'une étude d'approvisionnement de la future ZAC de la Rucherie à Bussy-Saint-Georges, menée en 2021, nous avons contacté un BE sous-sol, STRATEGEO, pour avoir un premier avis sur la ressource de géothermie superficielle sur nappe. Il en ressort que le potentiel géothermique n'est pas optimal, et que des difficultés liées au sous-sol ont été rencontrées sur un projet à proximité à Bussy-Saint-Georges (difficultés de réinjection, nécessité d'un forage supplémentaire) entraînant des surcoûts.

Nous avons donc écarté cette ressource pour la suite de l'étude.

8.2.2.2 Géothermie sur sondes

Lors de cette même étude, le bureau d'étude a confirmé un potentiel dans la zone pour la mise en place d'une géothermie sur sondes. Cependant, l'étude a abouti à un taux d'ENR&R de 62 % (Ce taux a été considéré hors PAC Air/eau) soit inférieur au 65 % permettant l'éligibilité aux Fond Chaleur.

Cette ressource n'a donc pas été prise en compte pour la suite de l'étude.

8.2.3 Biomasse

Pour rappel, l'avenant 1 à la DSP prévoit 2 chaudières biomasse pour alimenter le réseau de Bussycomore, une de 1.5 MW et une 2^{ème} de 2.5 MW.

La carte ci-dessous recense les centrales biomasse à proximité du réseau Bussycomore :

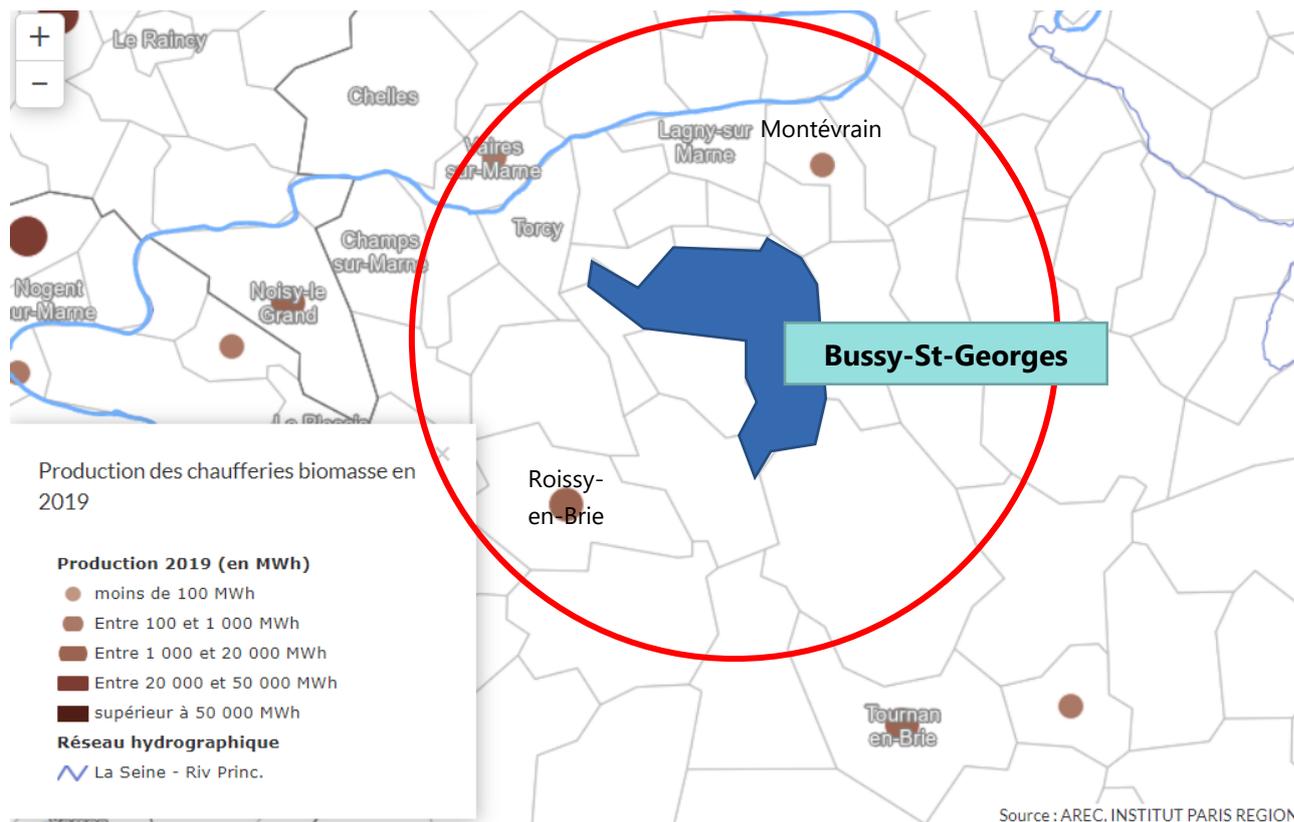


Figure 26 : Cartographie des centrales biomasse autour de Bussy-Saint Georges

Le tableau suivant en donne le détail.

Tableau 18 : Recensement des chaufferies biomasse autour de Bussy-Saint-Georges

| | Puissance installée | Consommation de biomasse | Production de chaleur | Distance au réseau Bussycomore |
|------------------|---------------------|--------------------------|-----------------------|--------------------------------|
| Roissy-en-Brie | 2 500 kW | 2 300 t | 4 885 MWh | 6,75 km |
| Montévrain | 112 kW | 30 t | 117 MWh | 4,6 km |
| Vaires-sur-Marne | 750 kW | 800 t | 843 MWh | 7,5 km |

En plus de leur distance au réseau de Bussy-Saint-Georges, la puissance installée des centrales n'est pas assez intéressante pour envisager un raccordement afin d'alimenter le réseau de Bussy.

La mise en place d'une deuxième chaudière biomasse de 1,5 MW dans le bâtiment chaufferie existante sur la ZAC Sycomore, est une solution qui a été retenue dans la suite de l'étude, en complément de l'alimentation par la chaleur issue de l'UVE. Le bâtiment ayant été conçu pour héberger 2 chaudières biomasse, conformément au contrat de la DSP, des travaux de génie civil supplémentaires ne sont pas nécessaires pour ajouter cette chaudière.

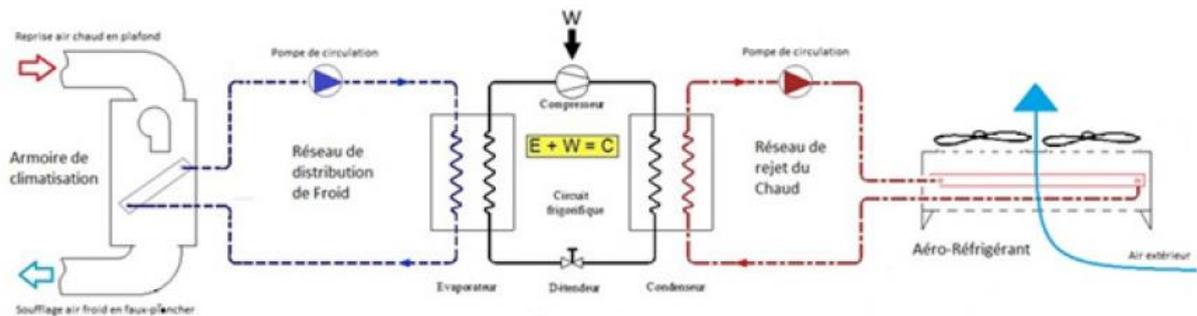
8.2.4 Data Center

8.2.4.1 Conditions de faisabilité du raccordement

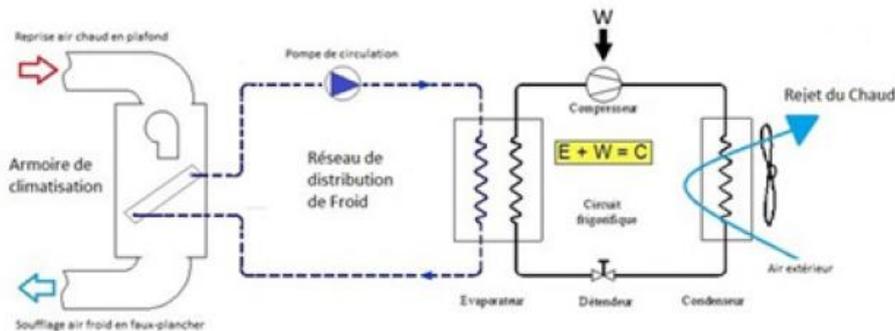
La valorisation de la chaleur fatale sur un réseau de chaleur va dépendre de la compatibilité des régimes de température du système de refroidissement du datacenter et du réseau. On distinguera notamment :

Pour le système de refroidissement du datacenter : Différents systèmes de refroidissement existent. On notera principalement :

- Système avec système de rejet déporté :



- Système avec système de rejet intégré



- Système en free cooling : Le principe est d'utiliser l'air extérieur lorsque la température descend en dessous d'un certain seuil pour refroidir les installations. Différents systèmes de mise en œuvre existent.

| Système | Déporté | Intégré | Free Cooling |
|--------------------------------|---------|---------|--------------|
| Faisabilité de la récupération | | | |

Le système **déporté** permet l'intégration, sans travaux lourds d'adaptation, d'un système d'échange de chaleur avec le réseau.

Pour le réseau de chaleur :

Les régimes de température des réseaux de chaleur varient fortement. Ces derniers sont influencés par plusieurs facteurs (type de besoins, système de production de la chaleur, ...). Une étude au cas par cas selon le régime réel transmis par l'exploitant doit être menée. Pour qu'un projet soit cohérent, il faut néanmoins que la température du réseau, sur l'aller ou le retour, soit à un seuil proche de 70 °C.

En raison des contraintes techniques importantes de la valorisation de la chaleur fatale sur des réseaux urbains, une solution serait de mettre en place une boucles locales permettant l'alimentation de prospects dans l'immédiate proximité du site, à conditions que les besoins des prospects soient compatibles. Le régime basse température sont à privilégier pour les installations internes aux bâtiments.

Des aides sont mobilisables via le fond de chaleur de l'ADEME pour la réalisation des travaux de ce type. L'obtention de ces aides est soumise à étude du dossier par l'ADEME, avec un taux d'EnR minimum à atteindre et une garantie de fourniture pérenne.

8.2.4.2 Etude dans le cas du réseau Bussycomore

Deux datacenter sont actuellement implantés à proximité du réseau de Bussy : le premier se situe dans la ZAC Bel-Air, ▲ à Ferrière-en-Brie, et le 2^{ème} dans le Parc d'Activité Gustave Eiffel ▲ à Bussy. Une étude menée à la demande de l'EPA Marne a permis de conclure quant à l'impossibilité de raccordement avec celui de la ZAC Bel-Air, celui-ci ne disposant pas d'une boucle de refroidissement air/eau nécessaire pour un raccordement à un RCU. Concernant le data center du parc Gustave Eiffel, aucune étude n'a été réalisées à ce jour, il n'est donc pas possible de conclure sur un raccordement.

Pour finir, à la suite d'échanges avec l'EPA Marne afin d'étudier la possibilité de raccordement de la future ZAC de la Rucherie au réseau de Bussy, celle-ci a indiqué la possibilité de créer un data center dans la ZAC ▲ pouvant atteindre jusqu'à 3 MW, afin d'alimenter le réseau de chaleur.

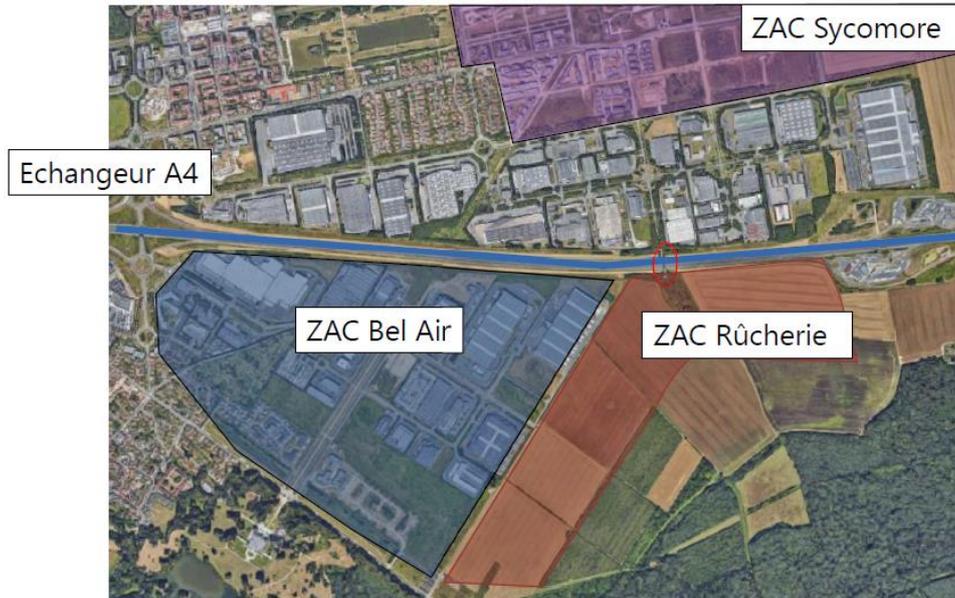


Figure 27 : Cartographie du futur emplacement de la ZAC de la Rucherie

Pour la suite de l'étude, **seul le data center de la future ZAC de la Rucherie** est pris en compte, avec **3 MW de puissance disponible**, réhaussé en température par des PAC ayant un COP moyen annuel de 3,5.

8.2.5 STEP et STEU

La carte suivante présente un inventaire des STEP (Station d'Épuration des eaux usées) et STEU (Station de Traitement des Eaux Usées) présentes autour de Bussy-Saint-Georges.

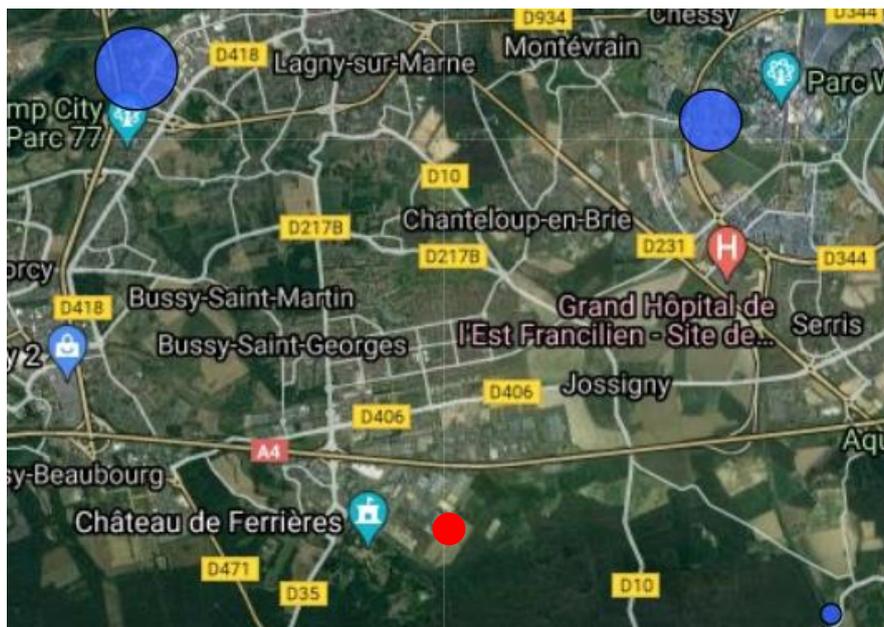


Figure 28 : Cartographie des STEP et STEU autour de Bussy-Saint-Georges

Le tableau ci-après résume quelques informations concernant ces stations d'épuration :

Tableau 19 : Recensement des STEP et STEU autour de Bussy-Saint-Georges

| | Distance du réseau de Bussy (vol d'oiseau) | Débit de référence |
|---|---|-------------------------|
| Lagny-sur-Marne/ St-Thibault-des-vignes | 5.8 km | 5 725 m ³ /j |
| Chessy | 4.4 km | 2 741 m ³ /j |
| Villeneuve-st-Denis (Denicherie) | 5.0 km | 693 m ³ /j |

Toutes les stations sont trop éloignées du réseau Bussycomore pour permettre une liaison financièrement intéressante. A noter que, dans le cas de la station d'épuration de Lagny-sur-Marne du SIAM :

- les bas régimes de températures de la ressource ne permettraient pas un raccordement direct au futur réseau de la ville, alimentant principalement des bâtiments anciens, sans dégrader le taux d'EnR&R (faible performance des PAC)
- un projet de méthaniseur est en cours de réalisation, à proximité du SIAM, pour produire du biogaz à partir de la STEP, et qui serait réinjecté sur le réseau GRdF.

Cette ressource n'a donc pas été prise en compte à ce stade pour la suite de l'étude.

8.2.6 Solaire thermique

En Île-de-France, l'ensoleillement est qualifié de moyen (1 220 à 1350 kWh/m²/an). De plus, l'alimentation en énergie solaire thermique du réseau de chaleur de Fresnes ne semble pas opportun. En effet, la complémentarité de la chaleur fatale issue de l'UVE située à Lagny-sur-Marne et de l'énergie solaire n'est pas effective puisque l'UVE répond à la totalité des besoins des usagers en été, soit pendant les mois où l'ensoleillement est maximal.

Cette ressource n'est donc pas prise en compte pour la suite de l'étude.

8.2.7 Autres ressources énergétiques

Lors de notre recensement au sein de la ville de Bussy-Saint-Georges nous sommes entrés en contact avec l'entreprise ● SURYS, dans le parc d'activité Gustave Eiffel. Il se trouve que cette entreprise génère de la chaleur fatale lors de ses process industriels. L'interlocuteur a mentionné l'intérêt de l'entreprise pour la récupération de cette chaleur, cependant nous n'avons pas eu de retour concernant les régimes de température ou le potentiel valorisable de cette usine. Nous n'avons donc pas pris en compte cette ressource pour la suite du schéma directeur. Il n'est tout de même pas exclu de reprendre contact avec l'entreprise par la suite, si cela s'avère pertinent.

9. EVOLUTIONS ET DEVELOPPEMENTS ENVISAGES

Le but de cette étude est d'obtenir une vision d'ensemble des besoins en chauffage et eau chaude sanitaire sur le périmètre de la ville de Bussy-Saint-Georges, afin de déterminer les évolutions possibles du réseau de chaleur dans les années à venir, sous forme de scénarios.

Pour rappel, les principales caractéristiques du réseau prévues à l'Avenant n°1 2017 sont les suivantes :

Tableau 20 : Principales caractéristiques du réseau Bussycomore prévues à l'Avenant 1

| | | Données Avenant 1 |
|--------------------------------|---------------|-------------------|
| Longueur de réseau | | 6 128 ml |
| Puissance souscrite | | 14 025 kW |
| Consommations | | 20 037 MWh |
| Nombre de sous-stations | | 53 |
| Bilan de puissance | Biomasse 1 | 1,5 MW |
| | Biomasse 2 | 2,5 MW |
| | Appoint Gaz 1 | 5 MW |
| | Appoint Gaz 2 | 5 MW |

9.1 Prospection

La prospection a été effectuée sous différentes formes :

- Croisement des données entre les prospectus identifiés dans les précédentes études prospectives et les raccordements effectués depuis leur rédaction.
- Recensement de l'ensemble du patrimoine des bailleurs sociaux après collecte des informations auprès des gestionnaires,
- Recensement de l'ensemble du patrimoine appartenant à la ville de Bussy-Saint-Georges,
- Recensement de l'ensemble du patrimoine des copropriétés après collecte des informations à l'échelle du département de Seine-et-Marne en interne,
- Intégration des données issues de différentes missions de suivi et de contrôle d'exploitation confiées à SERMET,

- Recensement des projets immobiliers futurs avec leur date prévisionnelle de livraison (Public ou Promotion immobilière).

9.1.1 Etude 2020 sur le périmètre délimité par l'Avenant 1

Une première étude a été menée sur le périmètre de l'Avenant 1 afin de recalculer les besoins à considérer pour le développement futur du réseau. Le périmètre de l'Avenant délimitait la zone du réseau aux bâtiments en vert sur la carte :

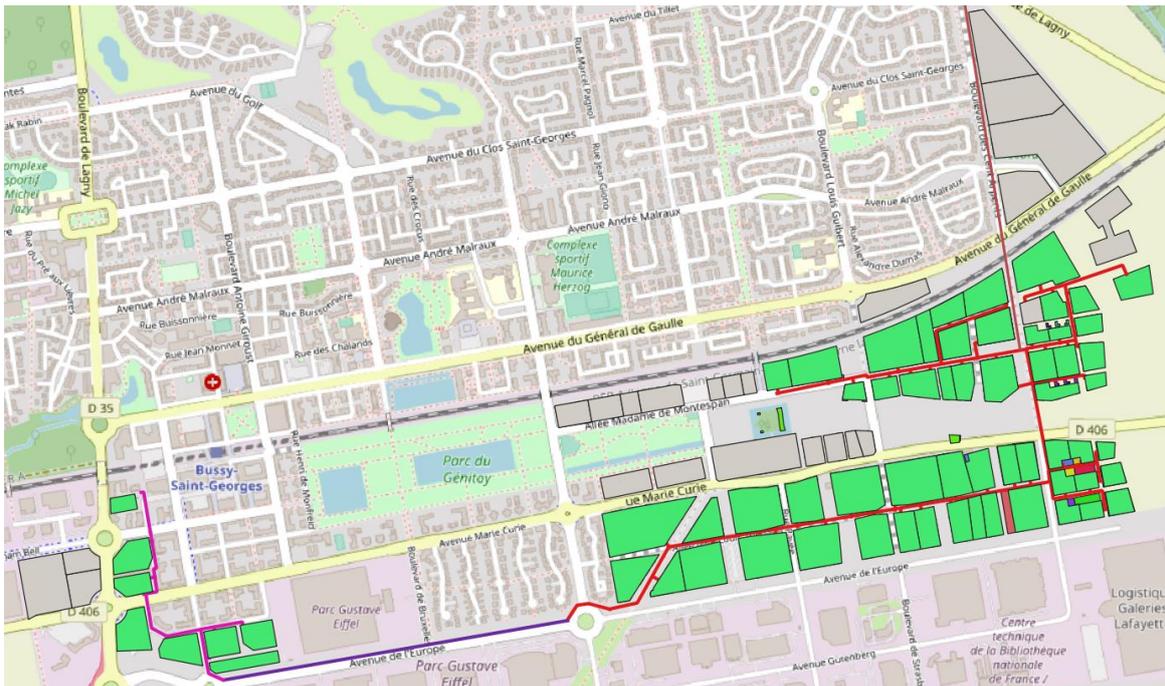


Figure 29 : Périmètre de l'Avenant 1

Les hypothèses prises lors de cette étude prenaient en compte les consommations plutôt élevées des bâtiments déjà raccordé au réseau :

- Surface moyenne logement : 65 m²
- Chauffage : 40 kWh ut/m²
- ECS : 44 kWh ut/m² = **5,5 MWh/Igt**

Le tableau suivant synthétise les chiffres clés ressortant de cette étude.

| Nombre de lots | Surface Chauffée | Puissance totale estimée | Consommation estimée |
|----------------|------------------------|--------------------------|----------------------|
| 64 | 452 588 m ² | 26 986 kW | 39 041 MWh |

9.1.2 Avancée des travaux à fin 2021

Cette partie présente succinctement l'avancée des raccordement et du réseau à novembre 2021.

La carte ci-dessous présente les lots raccordés en rose, les lots à raccorder en vert, le réseau réalisé en violet et le réseau encore à réaliser en rouge :

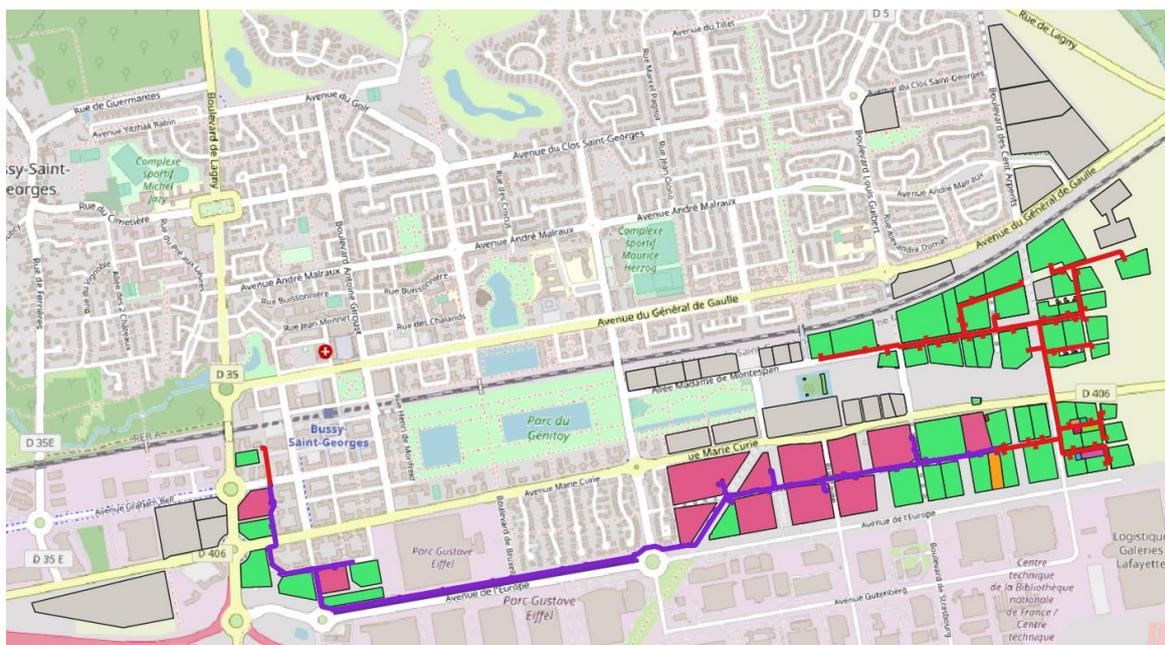


Figure 30 : Lots raccordés à fin 2021

Le tableau ci-dessous synthétise les chiffres clés concernant le réseau raccordé.

| Lots raccordés | Surface Chauffée | Puissance raccordée | MWh Consommés (nov20 – oct21) |
|----------------|----------------------------------|---------------------|-------------------------------|
| 13 (20 %) | 88 191 m ² (19,5%) | 7 201 kW (26,7%) | 6 448 MWh (16,5%) |

* %age d'atteinte par rapport à l'étude 2020

Certains bâtiments ayant été raccordés courant 2021, le chiffre concernant les MWh consommés **n'est pas représentatif** des consommations de tous les bâtiments sur une année complète.

9.1.3 Elargissement du périmètre de l'Avenant 1

Cette partie se concentre uniquement sur l'élargissement du périmètre de l'Avenant 1 sur la ZAC Sycomore et l'entrée de ville, en concertation avec l'EPA Marne. Les bâtiments pris en comptes sont en rouge sur la carte ci-dessous :

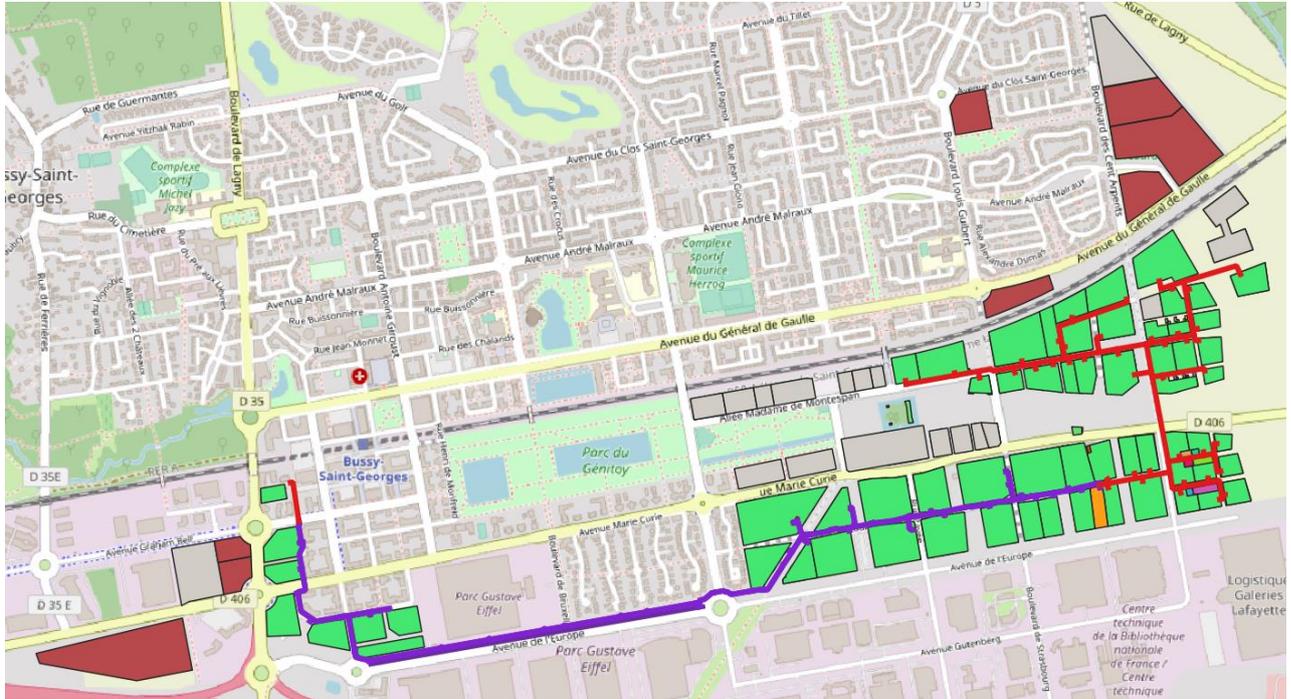


Figure 31 : Prospection ZAC Sycomore et entrée de ville

Les hypothèses prises ici sont les mêmes que celles de l'étude 2020 :

- Surface moyenne logement : 65 m²
- Chauffage : 40 kWh ut/m²
- ECS : 44 kWh ut/m² = **5,5 MWh/lgt**

Le tableau ci-après synthétise les chiffres clés de cet élargissement de périmètre :

| Nombre de lots | Nombre de logements | Surface | Nouvelle estimation des consommations |
|-------------------|-------------------------|--|---------------------------------------|
| 72 (+8) | 6043 (+1 165) | 571 248 m² (+118 660) | 47 265 MWh (+21%) |

A savoir que les écarts incluent également **les changements de programmation** de certains lots entre l'étude 2020 et la présente étude.

Afin de prendre en compte une meilleure performance des bâtiments construits au-delà de l'année 2025, nous avons effectué les modulations d'hypothèses suivantes :

| | Surface totale | Surface moyenne logement | Ratio Chauffage < 2025 | Ratio Chauffage ≥ 2025 | Ratio Chauffage ≥ 2027 | Ratio ECS | Consommation estimée |
|---|------------------------|--------------------------|--------------------------|------------------------------------|------------------------------------|--------------------------|----------------------|
| Etude initiale | 452 588 m ² | 65 m ² | 40 kWh ut/m ² | 40 kWh ut/m ² | 40 kWh ut/m ² | 44 kWh ut/m ² | 39 041 MWh |
| Modulation 1 (Hypothèses 2020) | 571 248 m ² | 65 m ² | 40 kWh ut/m ² | 40 kWh ut/m ² | 40 kWh ut/m ² | 44 kWh ut/m ² | 47 265 MWh |
| Modulation 2 (Modulation ratio chauffage) | 571 248 m ² | 65 m ² | 40 kWh ut/m ² | 32 kWh ut/m ² (-20%) | 32 kWh ut/m ² (-20%) | 44 kWh ut/m ² | 45 486 MWh |
| Modulation 3 (Modulation ratio chauffage + ECS) | 571 248 m ² | 65 m ² | 40 kWh ut/m ² | 32 kWh ut/m ² (-20%) | 32 kWh ut/m ² (-20%) | 35 kWh ut/m ² | 42 250 MWh |
| Modulation 4 (Modulation ratio chauffage + ECS) | 571 248 m ² | 65 m ² | 40 kWh ut/m ² | 32 kWh ut/m ² (-20%) | 28 kWh ut/m ² (-30%) | 35 kWh ut/m ² | 42 129 MWh |

Figure 32 : Tableau des modulations d'hypothèses de consommation pour la ZAC Sycomore et l'Entrée de ville

Après concertation, nous avons opté pour la modulation 4 pour la suite de l'étude, sur le périmètre de la ZAC du Sycomore et l'Entrée de ville.

9.1.4 Recensement

L'ensemble des points retenus lors de notre étude sont représentés triés par typologie sur la carte ci-dessous.

-  Equipements Publics / Enseignement
-  Logement neuf / ZAC
-  Logements existants
-  Logistique
-  Parc PME-PMI
-  Tertiaire à venir
-  Tertiaire existant

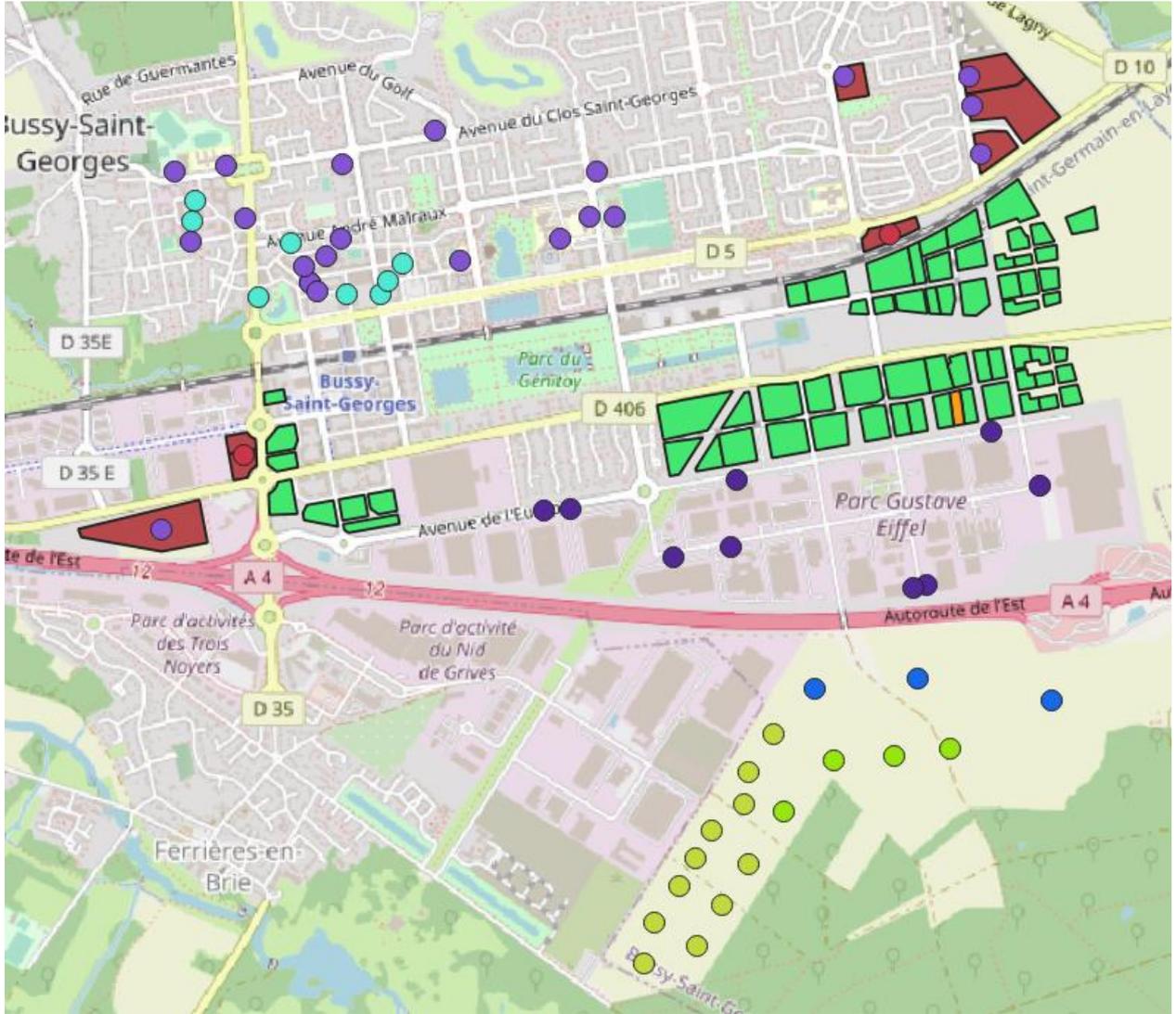


Figure 33 : Cartographie des points de consommation retenus lors du recensement

Pour le calcul des besoins lorsque les consommations n'ont pas pu être récupérées, les hypothèses suivantes ont été prises :

| | Logements existants | Logement existant ZAC | Equipements Publics / Enseignement | Tertiaire | Logement neuf ZAC |
|---------------------------------------|---------------------|-----------------------|------------------------------------|-----------|-------------------|
| Intermittence | 0,9 | 0,9 | 0,7 | 0,7 | 0,9 |
| Chauffage (kWh ut/m ²) | 90 | 40 | 70 | 70 | 40 |
| ECS (kWh ut/m ²) | 46 | 44 | 10 | 7 | 35 |
| ECS prod (kW/logt) | 2 | 2 | - | - | 2 |
| Lissage ECS semi inst (nombre heures) | 4 | 4 | | | 4 |
| Lissage ECS inst (nombre heures) | 8 | 8 | 6 | 6 | 8 |
| Baisse de consos chauffage 2025 (%) | | | -20% | -20% | -20% |
| Baisse de consos chauffage 2027 (%) | | | | | -30% |

Concernant les puissances souscrites, les hypothèses suivantes ont été prises, en se basant sur les puissances calculées à partir de l'étude AMORCE 2019 :

| | Conso/lgt | PS/lgt | MWh/PS |
|-----------|-----------|--------|--------|
| Type 5 | 8,8 | 5,11 | 1,73 |
| Type 4 | 7,0 | 4,28 | 1,63 |
| Type 3 | 5,5 | 3,60 | 1,52 |
| Type 2 | 4,4 | 3,10 | 1,41 |
| Type 1 | 4,1 | 2,96 | 1,38 |
| Tertiaire | | | 1,09 |

9.1.4.1 Entrée de ville

Les bâtiments retenus pour le recensement sont ceux en vert (périmètre Avenant 1) ; et en rouge (prospection au-delà du périmètre Avenant 1 ; et échanges avec l'EPA Marne).



Figure 34 : Recensement des besoins Entrée de Ville

Le tableau ci-après synthétise les chiffres clés de cette zone de recensement, obtenus avec les hypothèses présentées en amont :

Tableau 21 : Recensement des besoins Entrée de Ville

| | Consommations (MWh) | ml | Densité (MWh/ml) | Nb de sous-stations | Puissance souscrite (kW) |
|----------------|---------------------|--------------|------------------|---------------------|--------------------------|
| Projet initial | 5 740 | 900 | 6,4 | 7 | 4 564 |
| Recensement | + 4 943 | + 522 | 9,5 | + 4 | + 4 052 |
| Total | 10 683 | 1 421 | 7,5 | 11 | 8 616 |

Il y a 4 sous-stations en plus alors que seulement 3 bâtiments sont ajoutés car, lors de la 1^{ère} programmation, un seul lot était prévu à l'emplacement des ▲ et ▲, maintenant scindé en 2 lots.

Le tracé retenu pour le raccordement est représenté sur la carte ci-dessous, avec en orange le tracé de l'avenant 1, et en bleu le tracé des bâtiments ajoutés.

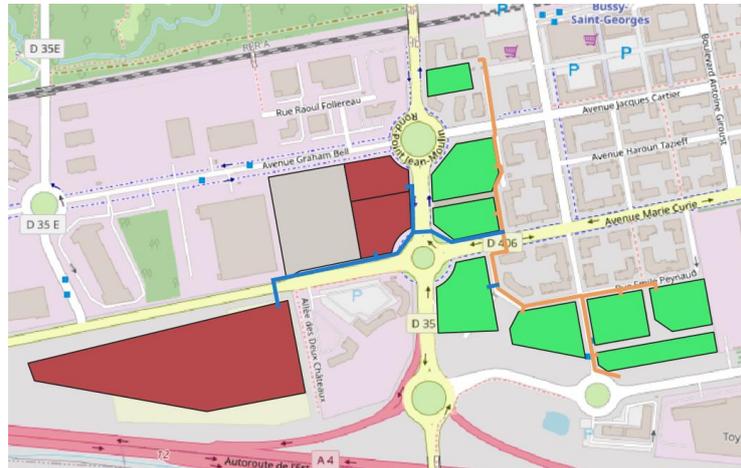


Figure 35 : Tracé Entrée de Ville

9.1.4.2 Zone Nord-Est RER

Au départ prise en compte dans le périmètre de la DSP, cette zone a été retirée du périmètre de l'Avenant 1 pour des raisons de coûts, engendrés par la traversée de la voie du RER A. Elle a été ici considérée car la future liaison avec le réseau de Lagny traversera cette zone pour se raccorder au réseau de Bussycomore. Les bâtiments retenus pour le recensement sont en rouge (prospection et échanges avec l'EPA Marne).



Figure 36 : Recensement des besoins Zone Nord-Est RER

Ces bâtiments sont principalement des bâtiments d'enseignement public sauf celui en bas à droite, qui est du logement.

Le tableau ci-après synthétise les chiffres clés de cette zone de recensement, obtenus avec les hypothèses présentées plus tôt :

Tableau 22 : Recensement des besoins Zone Nord-Est RER

| | Consommations (MWh) | ml | Densité (MWh/ml) | Nb de sous-stations | Puissance souscrite (kW) |
|--------------|---------------------|-----|------------------|---------------------|--------------------------|
| Total | 2 628 | 746 | 3,5 | 5 | 2 283 |

Le tracé en bleu est le tracé retenu pour raccorder les bâtiments supplémentaire de cette zone et le trait rose marque le passage du RER A, séparant la zone du reste de la ZAC Sycomore. Le réseau en marron représentant la liaison entre le futur réseau de Lagny et celui de Bussy.



Figure 37 : Tracé du réseau Nord-Est RER

Nous avons considéré un raccordement de ces bâtiments en 2024, l'année de construction de la liaison Lagny-Bussy. Un des bâtiments existants est un collège fermé pour malfaçons, et est actuellement en rénovation.

9.1.4.3 ZAC de la Rucherie

La ZAC de la Rucherie constitue l'un des projets programmés dans le cadre du Plan Stratégique Opérationnel d'EPA Marne validé par le conseil d'administration du 4 décembre 2019. Il contribue à l'équilibre habitat-logement du territoire, l'un des axes prioritaires de l'action municipale.

Cette ZAC, comprenant uniquement de l'activité tertiaire dans sa programmation, est prévue d'être construite à horizon 2030.

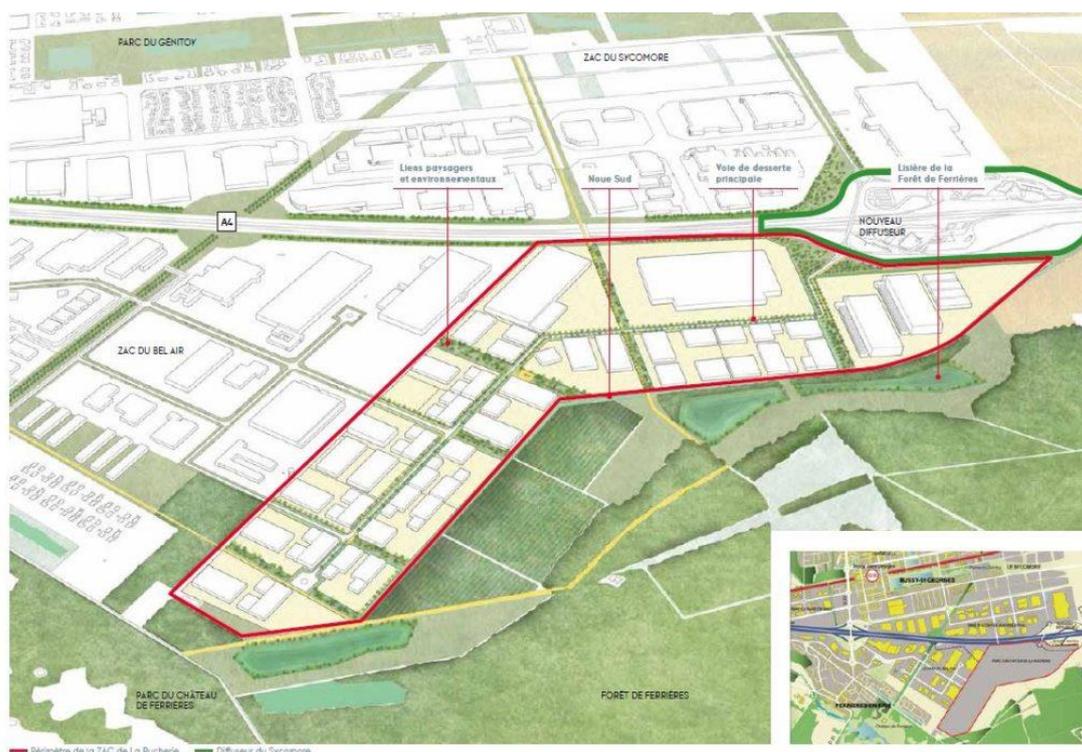


Figure 38 : Programmation de la ZAC de la Rucherie

Une des principales priorités de cette ZAC est **son faible impact environnemental**, autant sur la faune et la flore environnante que sur ses consommations énergétiques.

Le premier axe concernant les consommations énergétiques s'oriente vers la performance énergétique : l'EPA Marne a la volonté d'implanter des bâtiments économes en énergie. Le 2^{ème} axe vise à approvisionner la ZAC avec une énergie peu carbonée. C'est dans ce cadre que l'EPA Marne a contacté le bureau d'étude SERMET afin de réaliser une étude d'alimentation énergétique sur cette ZAC. Cette étude a évalué la faisabilité de la mise en place d'un réseau de chaleur interne à la ZAC, alimenté 4 manières différentes selon les scénarios : du solaire photovoltaïque, de la géothermie superficielle, une chaudière biomasse, de la récupération de chaleur d'un data center.

La ZAC se situant à proximité du réseau de chaleur Bussycomore, nous avons étudié pour ce schéma directeur le raccordement de la ZAC à ce réseau existant, sur demande de l'EPA Marne.

Après concertation avec l'EPA Marne sur la dernière programmation à jour en 12/2021, les points de recensements retenus pour l'étude sont présentés sur la carte ci-dessous :

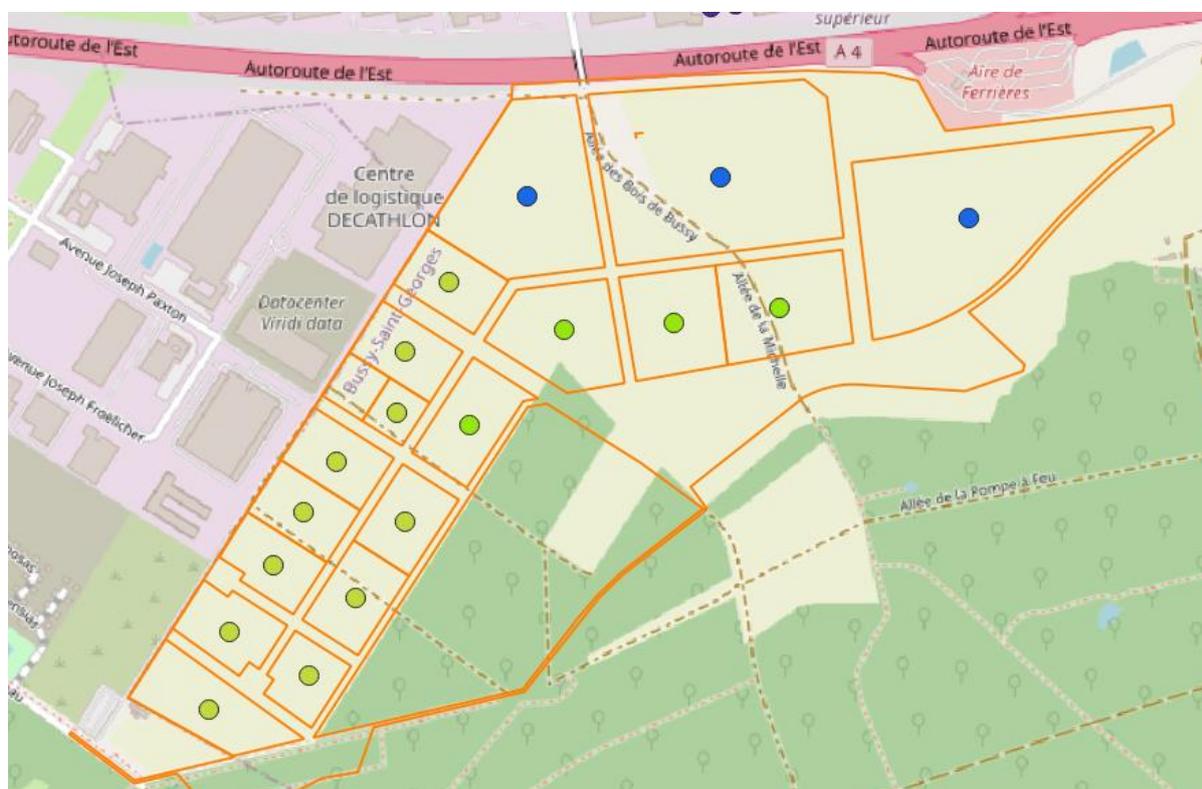


Figure 39 : Recensement des besoins ZAC de la Rucherie

Compte tenu de l'échéance relativement lointaine de réalisation de la ZAC, les besoins et usages énergétiques de celle-ci ne sont pas précisément connus à ce jour. Les hypothèses prises pour estimer les consommations sur la ZAC sont les suivantes, différentes de celles présentées en amont du rapport :

Tableau 23 : Hypothèses estimations des consommations ZAC de la Rucherie

| | Température de chauffe | DJU | Période de chauffe | Ratio chaud kWhu/m ² | Ratio ECS kWhu/m ² |
|--------------|------------------------|------|--------------------|---------------------------------|-------------------------------|
| Activité | 19 | 2383 | 15 oct - 15 mai | 30 | 15 |
| Logistique | 14 | 2156 | 1er nov - 30 avril | 10 | 0 |
| Parc PME-PMI | 19 | 2383 | 15 oct - 15 mai | 30 | 15 |

Le tableau ci-dessous synthétise les données clés de cette zone :

Tableau 24 : Recensement des besoins ZAC de la Rucherie

| | Consommations MWh | ml | Densité (MWh/ml) | Nb de sous- stations | Puissance souscrite (kW) |
|--------------|----------------------|-------|---------------------|-------------------------|-----------------------------|
| Total | 11 949 | 4 176 | 2,9 | 18 | 10 962 |

Le tracé de réseau a été réalisé de la manière suivante, pour raccorder la ZAC au réseau de Bussy (en rose) :

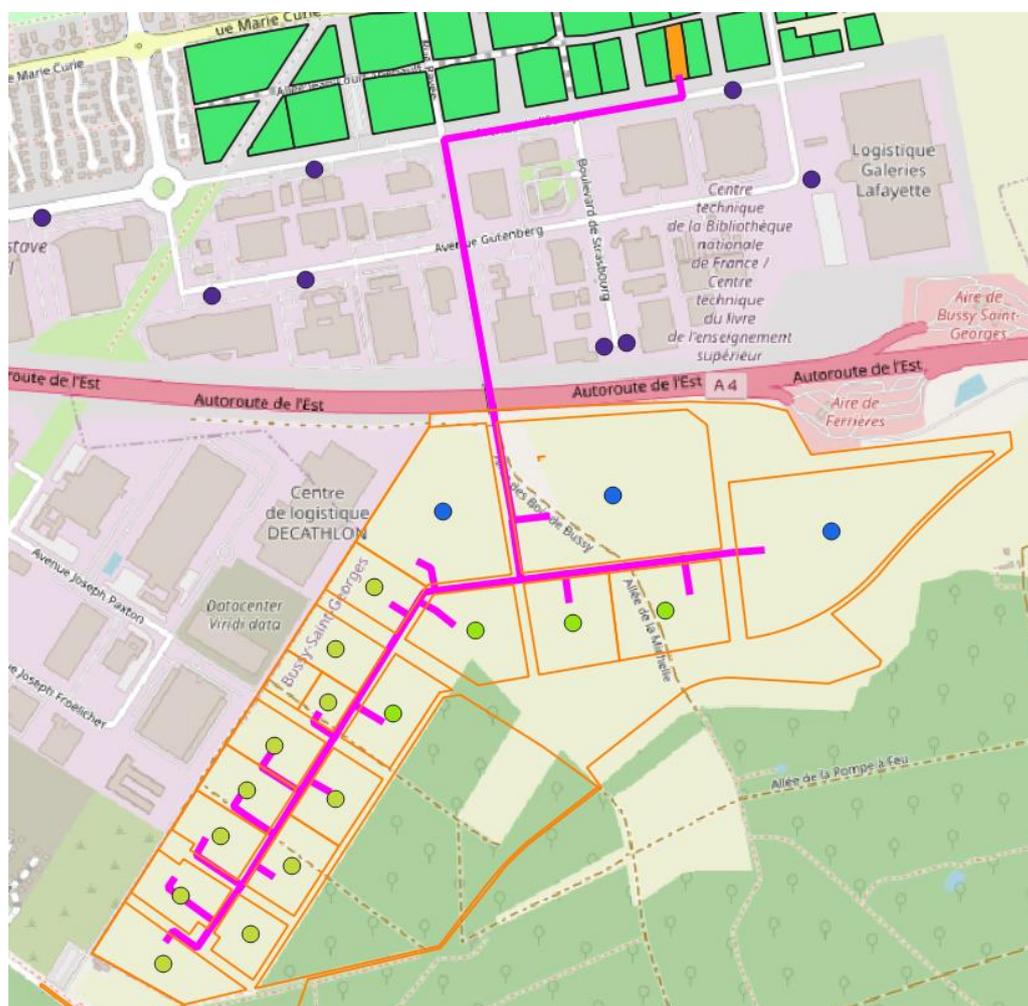


Figure 40 : Tracé du réseau de la ZAC de la Rucherie

Pour la suite de l'étude, 2030 est l'année prise en compte pour le raccordement de l'ensemble de la ZAC, ne disposant à ce jour du phasage précis de construction des bâtiments.

9.1.4.4 Parc d'activités Gustave Eiffel

Le parc d'activités Gustave Eiffel est principalement composé d'activités tertiaire et industrielle. Il se situe entre la ZAC du Sycomore et la ZAC de la Rucherie.

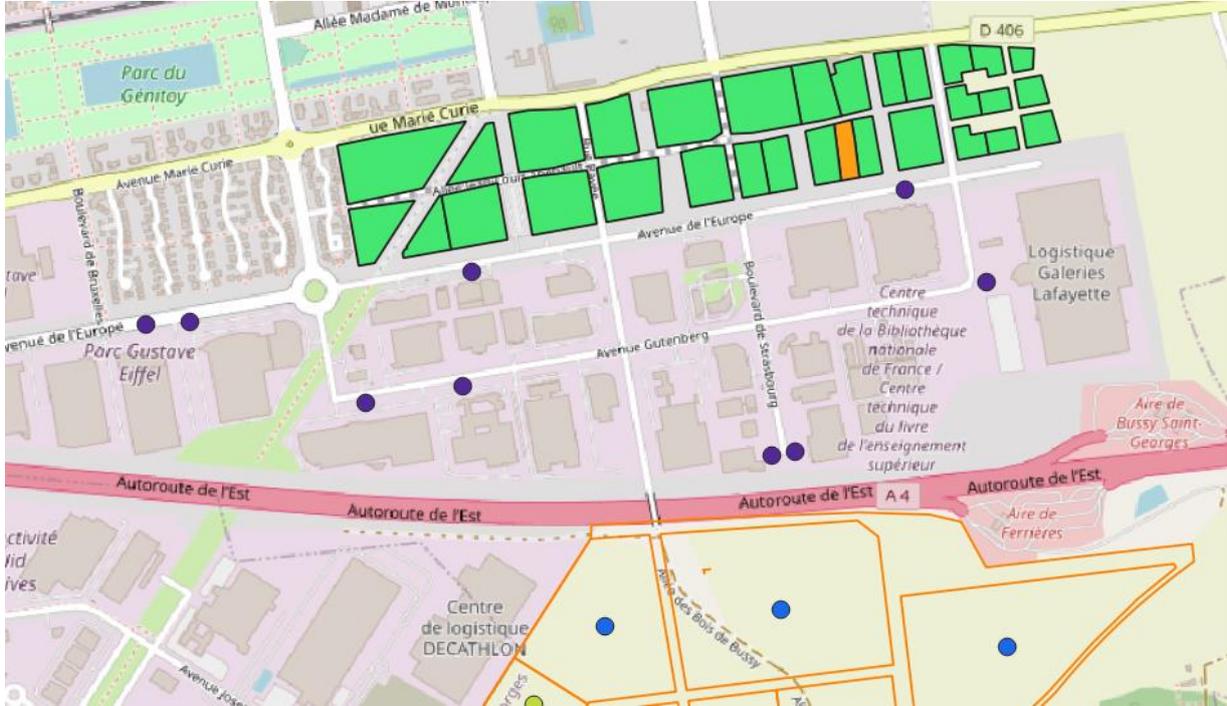


Figure 41 : Recensement des besoins Parc d'activités Gustave Eiffel

Pour obtenir les consommations de cette zone-ci, nous nous sommes appuyés sur les données gaz GRDF 2020. Les données étant en MWh PCS, un coefficient de 0.9 a été appliqué pour les convertir en MWh PCI, et un rendement de chaudière gaz 90% a été retenu pour les convertir en MWh utiles.

Pour rappel, un coefficient de - 20 % a été appliqué aux consommations de chauffage à partir de 2025.

Tableau 25 : Recensement des besoins Parc d'activités Gustave Eiffel

| | Consommations MWh | ml | Densité (MWh/ml) | Nb de sous- station | Puissance souscrite (kW) |
|--------------|----------------------|-------|---------------------|------------------------|-----------------------------|
| Total | 7 251 | 2 863 | 2,5 | 9 | 6 652 |

Le tracé ci-dessous a été retenu pour raccorder le parc d'activités :



Figure 42 : Tracé du réseau du parc d'activités Gustave Eiffel

Pour cette étude, nous avons considéré un raccordement de l'ensemble de cette zone **pour 2030**, en même temps que la ZAC de la Rucherie, le réseau retenu pour le parc venant se greffer à la connexion pour alimenter la Rucherie.

9.1.4.5 Zone Nord-Ouest

La zone Nord-Ouest comprend des bâtiments communaux, des bâtiments d'enseignement public, des logements sociaux, ainsi que quelques copropriétés.

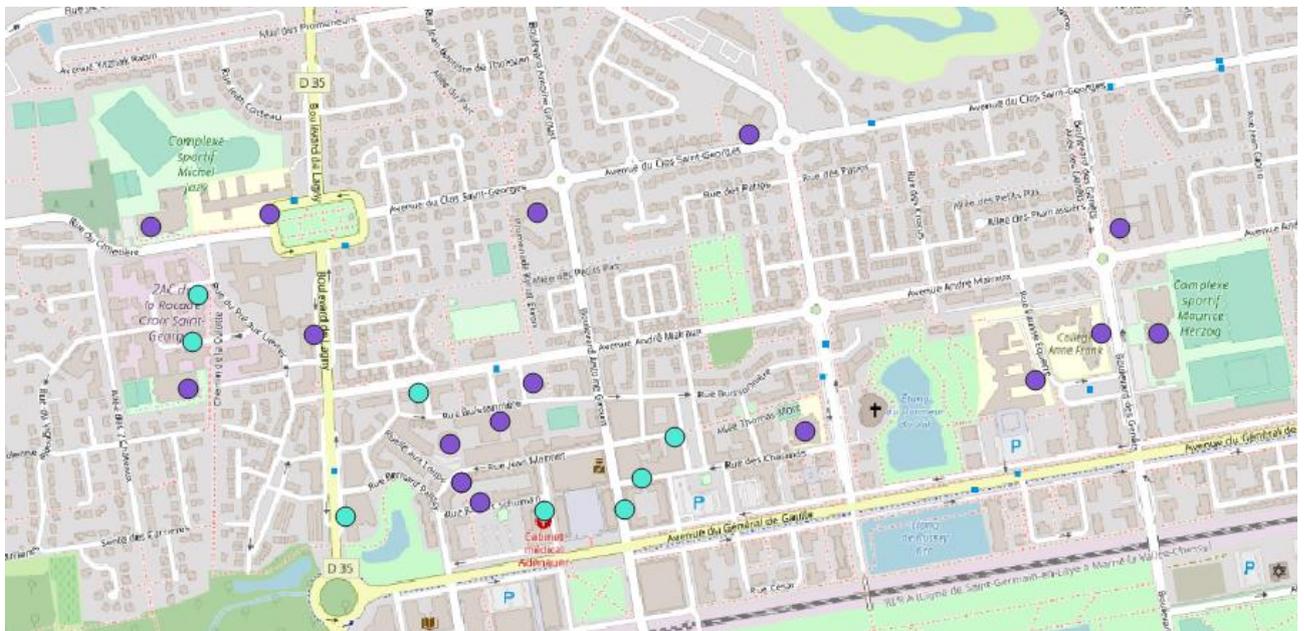


Figure 43 : Recensement des besoins zone Nord-Ouest

Les données de consommation des bâtiments appartenant à la Ville de Bussy-Saint-Georges nous ont été transmises par la ville. Concernant les copropriétés et les logements sociaux, nous en avons estimé les consommations, avec les hypothèses présentées en amont.

Tableau 26: Recensement des besoins zone Nord-Ouest

| | Consommations | ml | Densité (MWh/ml) | Nb de sous-station | Puissance souscrite (kW) |
|--------------|---------------|-------------|------------------|--------------------|--------------------------|
| 2025 | 4 491 | 4277 | 1,05 | 18 | 3 614 |
| 2026 | 2 216 | 1187 | 1,9 | 7 | 1 663 |
| Total | 6 707 | 5464 | 1,2 | 25 | 5 277 |

Le tracé retenu pour cette zone est le suivant :



Figure 44 : Tracé du réseau zone Nord-Ouest

Le réseau prévu se raccroche sur le réseau de la zone Nord-Est RER (en bleu, en bas à gauche).

Cette zone de recensement a une très **faible densité de consommation au mètre linéaire** par rapport aux autres. Elle a cependant été prise en compte car la densité linéique totale du réseau reste bonne.

Dans la suite de l'étude, il a été considéré qu'**une partie des raccordements se fera en 2025 et l'autre en 2026.**

9.1.4.6 Synthèse des besoins recensés

Globalement les consommations sont réparties de la manière suivante sur la Ville de Bussy-Saint-Georges (limite communale tracée en rouge) :

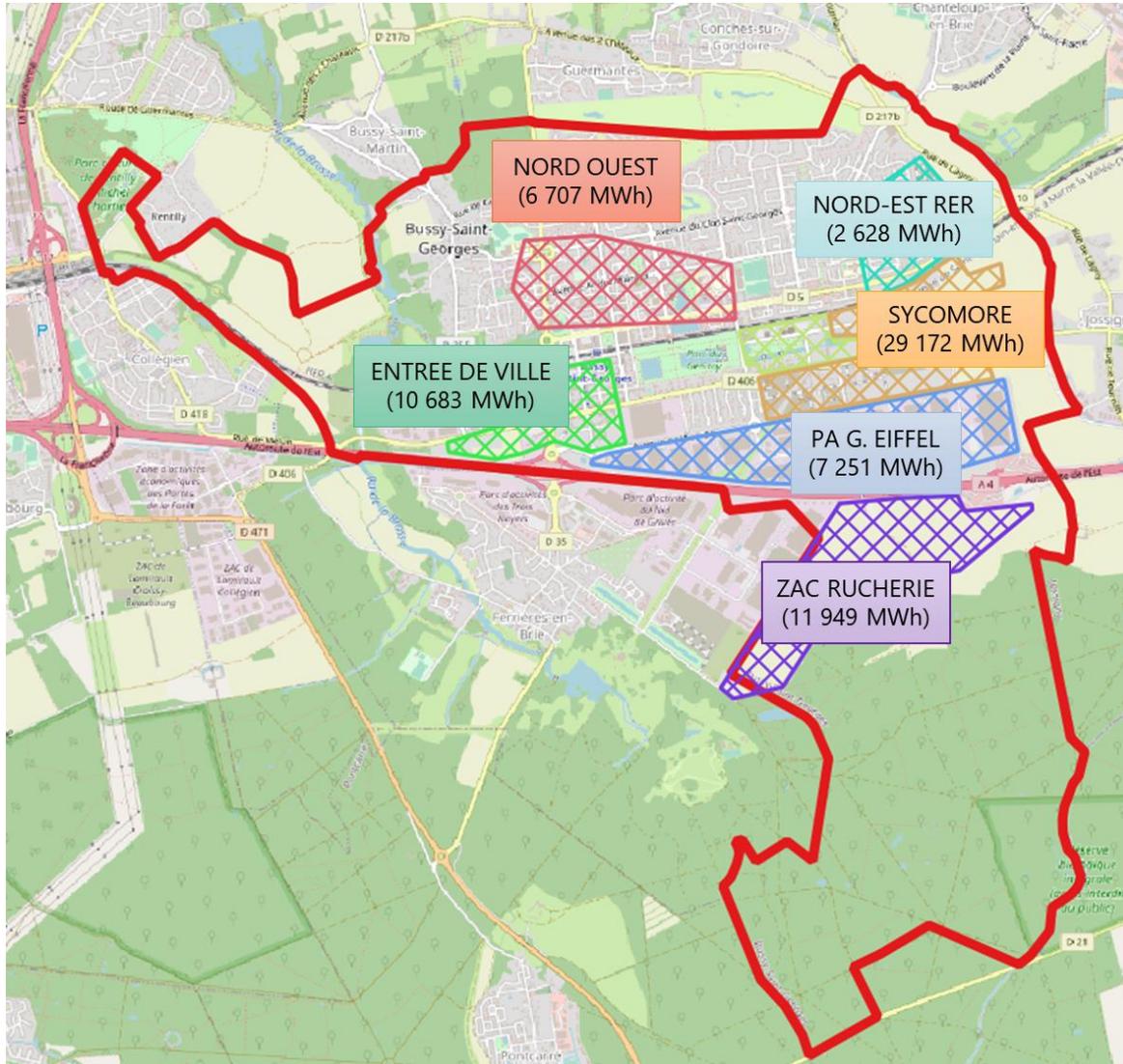


Figure 45 : Répartition globale des besoins par zone

9.2 Dimensionnement du réseau

Comme nous l'avons présenté dans le diagnostic du réseau, le développement du réseau de chaleur pourrait être limité par une contrainte technique non négligeable : le diamètre des canalisations actuellement installées au niveau du Twin pipe reliant la ZAC du Sycomore et l'entrée de ville - en bleu sur la carte ci-dessous :

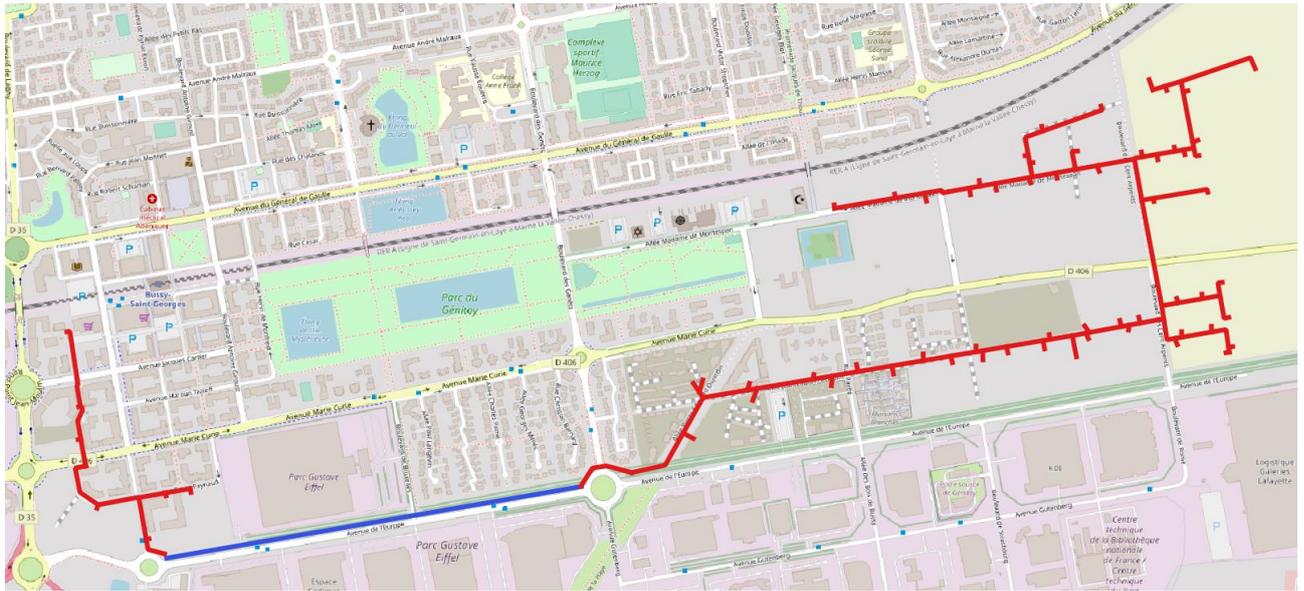


Figure 46 : Twin pipe reliant la ZAC du Sycomore et l'Entrée de Ville

Une analyse de pertes de charge depuis la chaufferie jusqu'au bout du réseau a donc été menée, avec les hypothèses de fonctionnement du réseau comme précisé ci-après.



Figure 47 : Réseau depuis la sortie de chaufferie jusqu'au point le plus éloigné de la zone Entrée de Ville

- Réseau DN 250
- Réseau DN 200
- Réseau DN 125

Hypothèses :

- ⇒ $T_{aller} = 70^{\circ}\text{C}$
- ⇒ $T_{retour} = 40^{\circ}\text{C}$
- ⇒ $J = 10 \text{ mm/M}$

- ⇒ Débit max DN 125 = 55 m³/h
- ⇒ Débit max DN 200 = 182,31 m³/h
- ⇒ Débit max DN 250 = 333,83 m³/h
- ⇒ Formule de calcul de puissance : $P = \text{Débit} \times (T^{\circ}_{\text{aller}} - T^{\circ}_{\text{retour}}) \times 1.16$
- ⇒ Formule de calcul des pertes : $Pertes = 2 \times J \times \frac{\text{Débit}^2}{\text{Débit}_{\text{max}}^2} \times ml$
- ⇒ Coefficient de surpuissance : 10 %
- ⇒ Coefficient de foisonnement : 10 %

A partir de ces hypothèses, et des valeurs de puissances et mètres linéaires retenus pour l'étude, le résultat obtenu est illustré sur le graphique suivant, présentant les pertes de charge cumulées en mètre de colonne d'eau (mCE) en fonction des mètres linéaires de tuyaux :

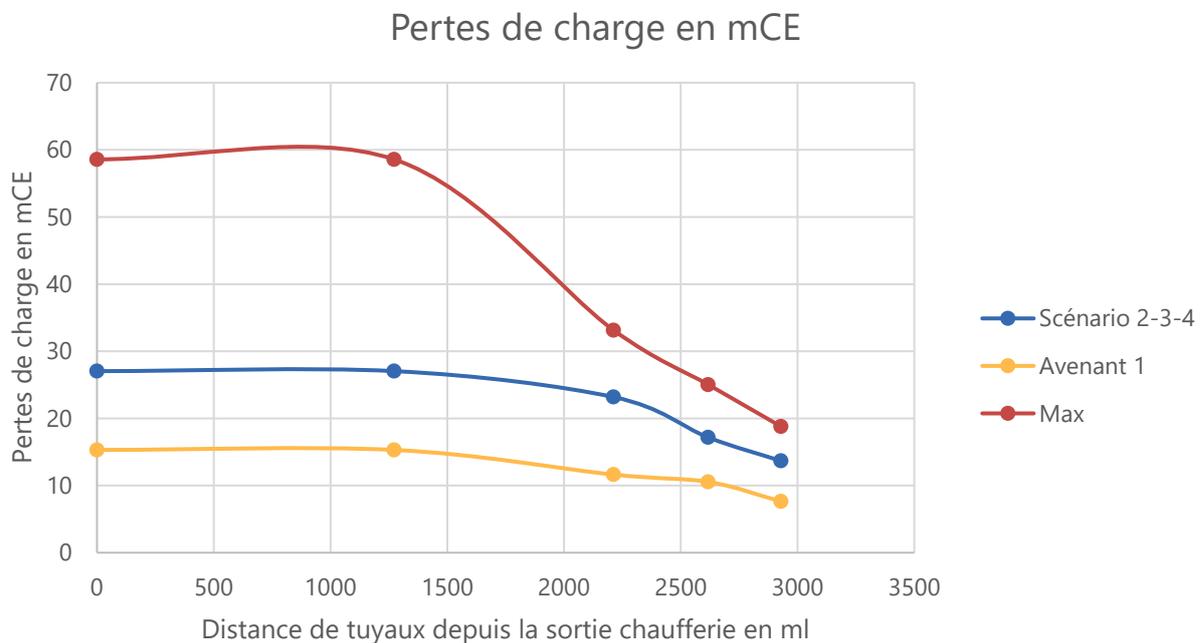


Figure 48 : Pertes de charge en mCE pour le dimensionnement du twin pipe

Le 0 ml représente le départ de la chaufferie et la fin des courbes, en abscisse de valeur 2939 ml, représente le point le plus éloigné du réseau dans la zone de l'entrée de ville.

La courbe rouge représente la perte de charge maximale : on constate que, que ce soit pour le scénario de l'avenant 1 ou les scénarios 2, 3 et 4, les pertes de charge sont toujours bien inférieures aux pertes maximales.

Ainsi, nous avons conclu que le dimensionnement du Twin pipe actuel permet bien d'intégrer les besoins supplémentaires recensés au cours de cette étude.

Concernant les autres parties de réseaux, elles concernent des ajouts sur une zone entière (avec des réseaux restant à créer) et non une identification de l'existant : il n'est donc pas nécessaire de vérifier le dimensionnement d'autres parties du réseau existant.

9.3 Prise en compte des rénovations énergétiques

La plupart des bâtiments raccordés au réseau de Bussycomore sont des bâtiments neufs, il est donc peu probable que ces bâtiments effectuent des travaux de rénovation énergétique à horizon 2030-2032. En revanche, l'amélioration des performances énergétiques des bâtiments construits devrait continuer, notamment avec la construction des bâtiments respectant les seuils de consommation de la RE2020.

Ce point a un impact non négligeable sur le fonctionnement et sur la gestion d'un réseau de chaleur. En effet, si les estimations de demande en chaleur sont trop élevées par rapport à la réalité au moment du raccordement des bâtiments, l'Exploitant devra trouver de nouveaux bâtiments à raccorder pour maintenir l'équilibre économique du projet. De plus, le fonctionnement hydraulique du réseau doit être optimisé pour épouser les températures au niveau des bâtiments nécessitant des températures plus basses. Ainsi, pour les logements nous avons pris en compte les hypothèses de réduction des consommations de chauffage suivante :

- ⇒ - 20 % pour les bâtiments mis en services à partir de 2025
- ⇒ - 30 % pour les bâtiments mis en services à partir de 2027

Par rapport aux consommations prises pour les bâtiments construits sur la ZAC entre 2018 et 2024.

De plus, la récente réglementation concernant le parc tertiaire public et privé, appelé Décret Tertiaire, oblige les entreprises et les collectivités à réduire leurs consommations énergétiques des bâtiments dont la surface est supérieure à 1 000 m², de 40% d'ici à 2030, à partir d'une année de référence comprise entre 2010 et 2019. Ainsi, afin de prendre en compte cette réglementation, nous avons fait l'hypothèse suivante :

- ⇒ Une diminution de 20 % des consommations des bâtiments publics et privés par rapport à leur consommation calculées ou collectée lors de la phase de recensement

Ce gain énergétique a été considéré pour les abonnés futurs pour l'ensemble des scénarii d'évolution du réseau de chaleur.

Ce gain permet une réduction des consommations de l'ordre de **10 % sur la consommation totale à l'horizon 2032.**

10. ETUDE DES SCENARIOS D'EVOLUTION

10.1 Définition des scénarios d'évolution

Pour rappel, les scénarii sont établis en fonction des objectifs et enjeux suivants :

- Atteindre de manière durable un taux de couverture en énergies renouvelables « significativement » supérieur à 64%, pour faire face à des aléas d'exploitation,
- Disposer d'installations de production thermique fiables et sécurisées permettant de secourir totalement la production de chaleur pour les abonnés en cas d'indisponibilité de la géothermie et de la cogénération.

Différents scénarii ont ainsi été considérés, en se basant sur les sources de production EnR précédemment identifiées :

- **Scénario 1** : réalisation des raccordements envisagés, interconnexion au réseau de Lagny-sur-Marne à partir de 2024, hypothèses de consommations de l'étude 2020. Il correspond au projet d'Avenant 2 proposé par le Délégué RCU en 12/2021, dans le cadre des négociations en cours de négociation à la date de rédaction du présent rapport (version non définitive, car l'avenant 2 a été retravaillé à posteriori jusqu'en 03/2022, après la finalisation de la présente étude)
- **Scénario 2** : scénario 1 + ajout des bâtiments de la zone Nord-Est RER et de la zone Ouest de l'Entrée de Ville
- **Scénario 3** : scénario 2 + ajout d'une chaudière biomasse de 1,5 MW, d'un Data Center de 3 MW pour maintenir un taux d'EnR élevé et d'une chaudière gaz en secoure de la production d'EnR
- **Scénario 3BIS** : scénario 3 **sans Data Center** dans le cas où la programmation de la ZAC de la Rucherie n'en inclus finalement pas.
- **Scénario 4** : scénario 3 + le parc d'activité Gustave Eiffel ainsi que la zone Nord-Ouest de la ville, avec ajout d'un appoint gaz supplémentaire.

Nous avons ensuite simulé le comportement du réseau et des unités de production des différents scénarii face à l'augmentation des besoins liée au planning de raccordements présenté en annexe 5, en prenant en compte les rénovations thermiques énoncées plus haut.

L'ensemble des scénarii ont donc les mêmes hypothèses en termes de consommations, mis à part le scénario 1. Les résultats de ces simulations sont présentés dans les parties suivantes. A retenir que **pour tous les scénarios envisagés**, l'interconnexion avec le réseau de Lagny est prise en compte, car étant actuellement en train d'être contractualisée dans l'Avenant 2.



Le tableau ci-dessous synthétise les scénarios étudiés :

Tableau 27 : Présentation des scénarios d'évolution retenus

| Scénarios | Scénario 1 (Avenant 2 DSP) | Scénario 2 | Scénario 3 | Scénario 3 BIS | Scénario 4 |
|--------------------------------------|------------------------------------|---|--|--|---|
| Besoins | Etude initiale | Modulation n°4 | Modulation n°4 | Modulation n°4 | Modulation n°4 |
| Zones raccordées au RCU | ZAC Sycomore Entrée de Ville | ZAC Sycomore + Z Nord-est RER Entrée de Ville + Zone Ouest | ZAC Sycomore + Z Nord-est RER Entrée de Ville + Zone Ouest ZAC Rucherie | ZAC Sycomore + Z Nord-est RER Entrée de Ville + Zone Ouest ZAC Rucherie | ZAC Sycomore + Z Nord-est RER Entrée de Ville + Zone Ouest ZAC Rucherie PA G. Eiffel Zone Nord-Ouest |
| Ventes à termes | 39 041 MWh/an | 42 129 MWh/an | 54 078 MWh/an | 54 078 MWh/an | 68 036 MWh/an |
| Moyens de production EnR&R installés | Biomasse 1,5 MW UVE 6 MW | Biomasse 1,5 MW UVE 6 MW | 2 x Biomasse 1,5 MW UVE 6 MW Datacenter Rucherie 3 MW | 2 x Biomasse 1,5 MW UVE 6 MW xx | 2 x Biomasse 1,5 MW UVE 6 MW Datacenter Rucherie 3 MW |
| Puissance A/S Gaz installée | 2 x 8 = 16 MW | 2 x 8 = 16 MW ► + ? MW | 2 x 8 = 16 MW ► + ? MW | 2 x 8 = 16 MW ► + ? MW | 2 x 8 = 16 MW ► + ? MW |
| Densité thermique | 3,6 MWh/ml | 3,5 MWh/ml | 3,3 MWh/ml | 3,3 MWh/ml | 2,8 MWh/ml |

10.2 Analyse technique

Dans cette partie la principale caractéristique analysée est le nombre de mètre linéaire qu'il est nécessaire de construire pour chaque scénario . Elle est synthétisée dans le tableau ci-dessous :

Tableau 28 : Evolution des ml en fonction des scénarios

| | | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 | 2030 | 2031 | 2032 |
|-----------------|----------|------|------|------|------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|--------------|
| Scénario 1 | ml/année | 3351 | 30 | 1614 | 4496 | 380 | 268 | 203 | 289 | 151 | 132 | 0 | 15 |
| | cumulé | 3351 | 3381 | 4995 | 9491 | 9871 | 10139 | 10342 | 10631 | 10782 | 10914 | 10914 | 10929 |
| Scénario 2 | ml/année | 3351 | 30 | 1614 | 4496 | 1126 | 268 | 725 | 289 | 151 | 132 | 0 | 15 |
| | cumulé | 3351 | 3381 | 4995 | 9491 | 10617 | 10885 | 11609 | 11898 | 12049 | 12181 | 12181 | 12196 |
| Scénario 3/3bis | ml/année | 3351 | 30 | 1614 | 4496 | 1126 | 268 | 725 | 289 | 151 | 4308 | 0 | 15 |
| | cumulé | 3351 | 3381 | 4995 | 9491 | 10617 | 10885 | 11609 | 11898 | 12049 | 16357 | 16357 | 16372 |
| Scénario 4 | ml/année | 3351 | 30 | 1614 | 4496 | 5402 | 1455 | 725 | 289 | 151 | 7171 | 0 | 15 |
| | cumulé | 3351 | 3381 | 4995 | 9491 | 14893 | 16349 | 17073 | 17362 | 17513 | 24684 | 24684 | 24699 |

Les mètre linéaire cumulés par année et par scénario sont représentés sur le graphique ci-dessous :

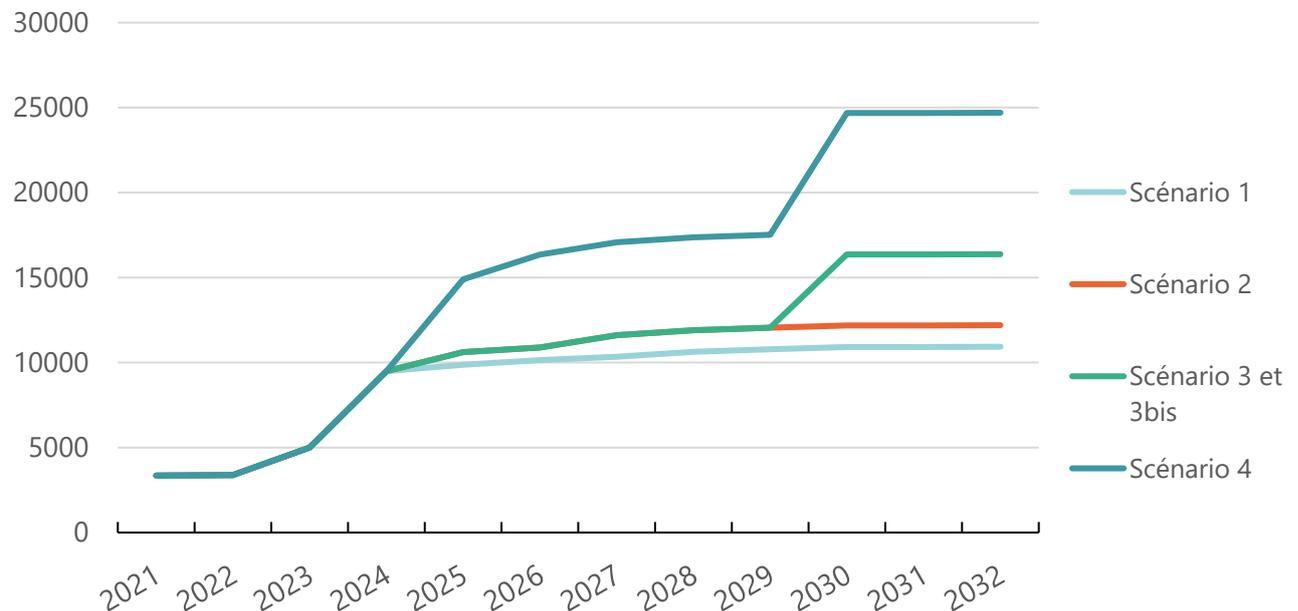


Figure 49 : ml cumulés en fonction du scénario

On peut constater que pour les scénarios 3&3bis et 4, le nombre de mètre linéaire cumulés à terme est bien plus élevé, notamment pour le scénario 4, qui double la longueur de réseau

nécessaire pour réaliser les scénarios 1 et 2. Ces mètres linéaires supplémentaires représentent des travaux, et donc des difficultés techniques en plus à prendre en compte.

Les autres difficultés techniques relevées sont les suivantes :

- Globalement, pour tous les scénarios, la traversée de la voie de RER pour l'interconnexion avec le réseau de Lagny représente la difficulté technique principale,
- Pour le scénario 3bis la difficulté principale est la traversée de la voie d'autoroute,
- Pour le scénario 3 les 2 difficultés relevées sont la traversée de la voie d'autoroute ainsi que la construction du Data Center,
- Pour le scénario 4, se sont la traversée de la voie d'autoroute, la construction du Data Center, ainsi que le raccordement aux entreprises et industriels du parc Gustave Eiffel.

A noter également que la programmation – activités, surfaces - de la ZAC de la Rucherie étant **incertaine**, les besoins évalués le sont également. Il conviendra donc de les réévaluer à une date plus proche de la date de livraison prévue, par exemple lors du prochain schéma directeur du réseau.

10.3 Analyse énergétique et environnementale

Tout d'abord, du point de vue de la densité thermique, détaillée dans le tableau d'introduction de cette partie, le scénario 4 est clairement moins avantageux que les 3 autres. Ceci est principalement dû à l'ajout de la zone Nord-Ouest de la ville, dont la faible densité vient pénaliser celle de l'ensemble du réseau.

Ensuite d'un point de vue ventes de chaleur et puissance souscrite, les évolutions à horizon 2032 sont détaillées dans les tableaux et graphiques suivants :

Ventes de chaleur :

| | | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 | 2030 | 2031 | 2032 |
|--------------------|------|------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|--------------|
| Scénario 1 | MWhu | 6691 | 12729 | 16724 | 26457 | 32457 | 35387 | 38210 | 39092 | 39096 | 39093 | 39094 | 39094 |
| Scénario 2 | MWhu | 9073 | 10448 | 15887 | 19373 | 26503 | 29824 | 38175 | 40088 | 40811 | 41843 | 41843 | 42129 |
| Scénario 3 et 3BIS | MWhu | 9073 | 10448 | 15887 | 19373 | 26503 | 29824 | 38175 | 40088 | 40811 | 53791 | 53791 | 54078 |
| Scénario 4 | MWhu | 9073 | 10448 | 15887 | 19373 | 30995 | 36531 | 44883 | 46795 | 47518 | 67749 | 67749 | 68036 |

Tableau 29 : Evolution des ventes en fonction des scénarios à horizon 2032

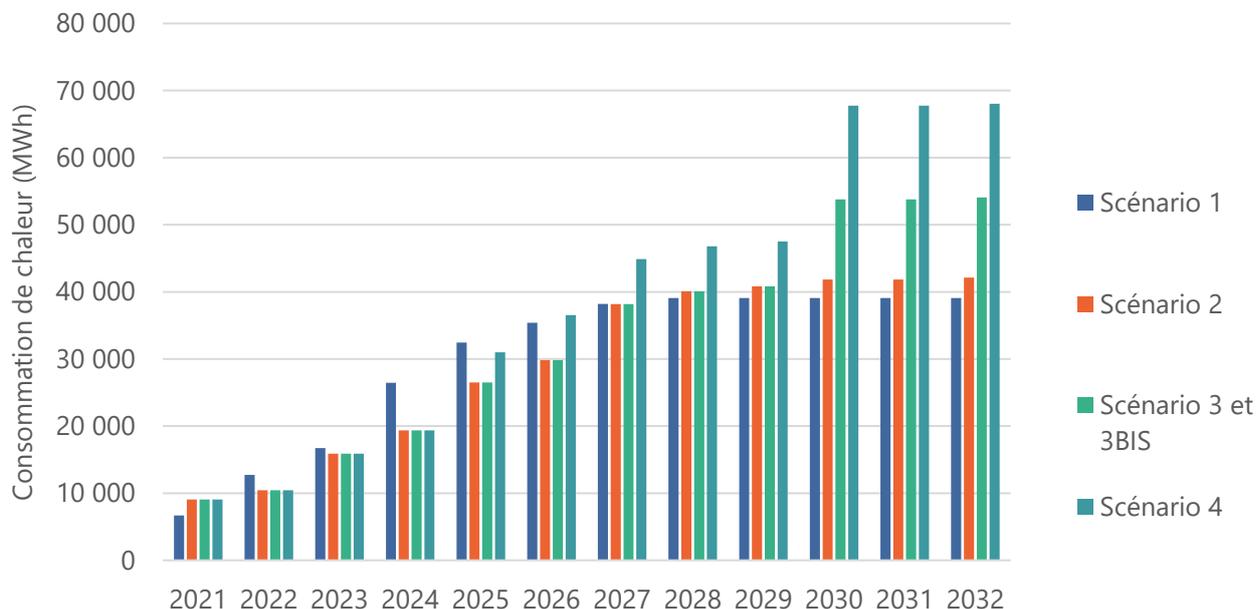


Figure 50 : Evolution des ventes en fonction des scénarios à horizon 2032

Puissance souscrite :

Tableau 30 : Evolution de la puissance souscrite en fonction des scénarios à horizon 2032

| | | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 | 2030 | 2031 | 2032 |
|--------------------|----|------|------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|--------------|
| Scénario 1 | kW | 5750 | 7913 | 11065 | 15301 | 23565 | 27263 | 29261 | 31564 | 31566 | 31566 | 31565 | 31562 |
| Scénario 2 | kW | 7201 | 8107 | 11917 | 14214 | 19723 | 22284 | 29400 | 30782 | 31367 | 32113 | 32113 | 32320 |
| Scénario 3 et 3BIS | kW | 7201 | 8107 | 11917 | 14214 | 19723 | 22284 | 29400 | 30782 | 31367 | 43075 | 43075 | 43282 |
| Scénario 4 | kW | 7201 | 8107 | 11917 | 14214 | 23337 | 27560 | 34677 | 36059 | 36644 | 55004 | 55004 | 55211 |

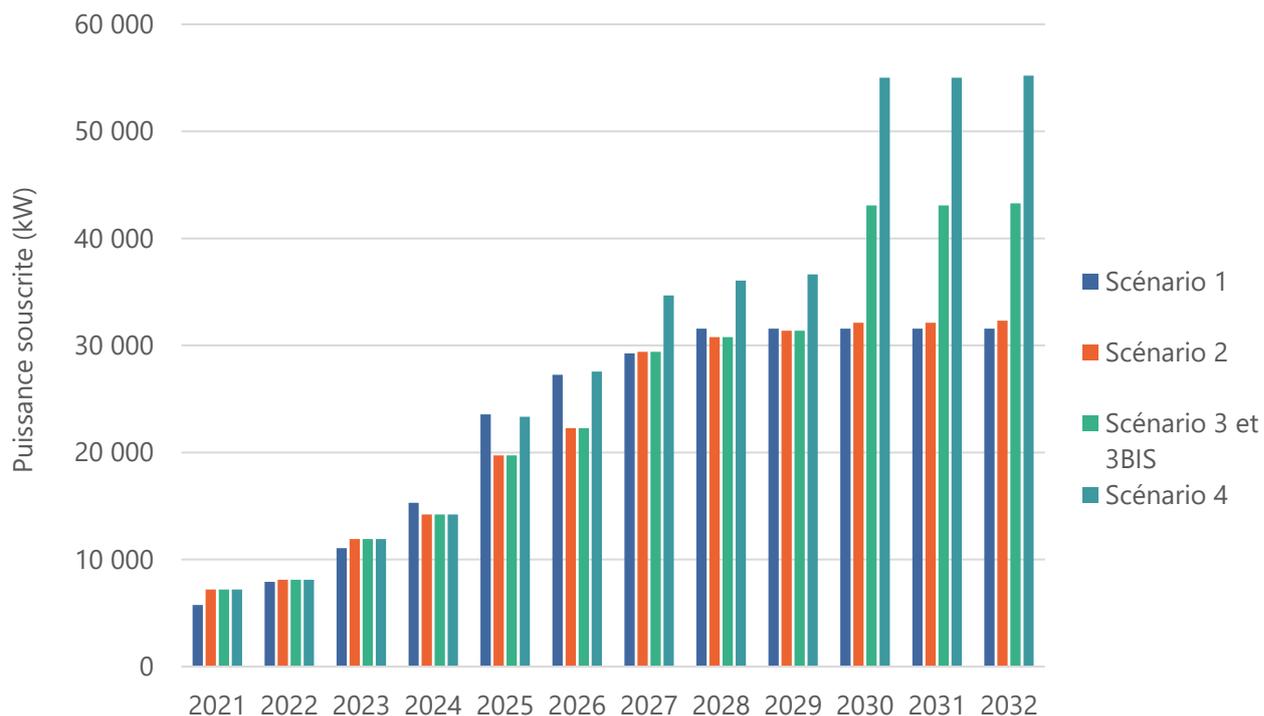


Figure 51 : Evolution de la puissance souscrite en fonction des scénarios à horizon 2032

Ainsi, comme présenté en amont, le scénario présentant le plus de vente est le scénario 4. Cependant, il est important de souligner le risque de commercialisation que présente les entreprises et industries, se trouvant dans le parc d'activité Gustave Eiffel. En effet, les usines utilisant du gaz ne fonctionnent pas nécessairement avec les mêmes régime de température que le réseau, ce qui rend le raccordement impossible. De plus, les entreprises ayant une consommation de gaz très importante ont généralement un contrat d'achat de gaz particulièrement avantageux, il faut donc un prix de la chaleur concurrentiel les incitant à se raccorder au réseau.

Enfin, il convient de rappeler que les consommations de la ZAC de la Rucherie – qui concernent également les scénarios 3 et 3bis – sont incertaines, puisque sa construction n'est prévue qu'à horizon 2030 et que les usages énergétiques ne sont pas encore connus précisément.

D'un point de vue environnemental, les simulations des mixités énergétiques et taux d'EnR&R à terme pour chaque scénarios ont mené aux résultats suivants :



| | Puissance maxi RCU MW | Production 1ère Biomasse 1,5 MW MWh/an | Production UVE valorisée MWh/an | Production 2ème Biomasse 1,5 MW MWh/an | Production DATACENTER valorisée MWh/an | Production Gaz 16 MW valorisée MWh/an | Production Gaz 10 MW valorisée MWh/an | Taux d'EnR&R global | |
|-----------------------|-----------------------|--|---------------------------------|--|--|---------------------------------------|---------------------------------------|---------------------|-------------|
| Scénario 1 | 9,2 | 9515 | 0 | 0 | 0 | 13380 | 0 | 41,6% | 2024 |
| Scénario 1 | 11,9 | 9682 | 18036 | 0 | 0 | 1562 | 0 | 94,7% | 2025 |
| Scénario 1 | 17,1 | 9756 | 26335 | 0 | 0 | 6202 | 0 | 85,3% | 2032 |
| Scénario 2 | 12,6 | 9673 | 18209 | 0 | 0 | 1887 | 0 | 93,7% | 2025 |
| Scénario 2 | 19,4 | 9756 | 27303 | 0 | 0 | 8624 | 0 | 81,1% | 2032 |
| Scénario 3 | 12,6 | 9673 | 18209 | 0 | 0 | 1887 | 0 | 93,7% | 2025 |
| Scénario 3 | 17,7 | 9756 | 25273 | 2707 | 0 | 3854 | 0 | 90,7% | 2027 |
| Scénario 3 | 23,7 | 9756 | 33126 | 4597 | 5906 | 5344 | 0 | 88,0% | 2030 |
| Scénario 3 | 23,8 | 9756 | 33227 | 4622 | 5957 | 5452 | 0 | 87,9% | 2032 |
| Scénario 3 bis | 23,8 | 9756 | 33227 | 4622 | 0 | 11409 | 0 | 80,7% | 2032 |
| Scénario 4 | 14,6 | 9737 | 22277 | 0 | 0 | 3612 | 0 | 89,9% | 2025 |
| Scénario 4 | 20,6 | 9756 | 29573 | 3690 | 0 | 7010 | 0 | 86,0% | 2027 |
| Scénario 4 | 29,6 | 9756 | 37973 | 5866 | 8832 | 12824 | 16 | 79,6% | 2030 |
| Scénario 4 | 29,7 | 9756 | 38053 | 5877 | 8875 | 12973 | 18 | 79,4% | 2032 |

Figure 52 : Répartition des productions par moyen de production et taux d'EnR&R par scénario

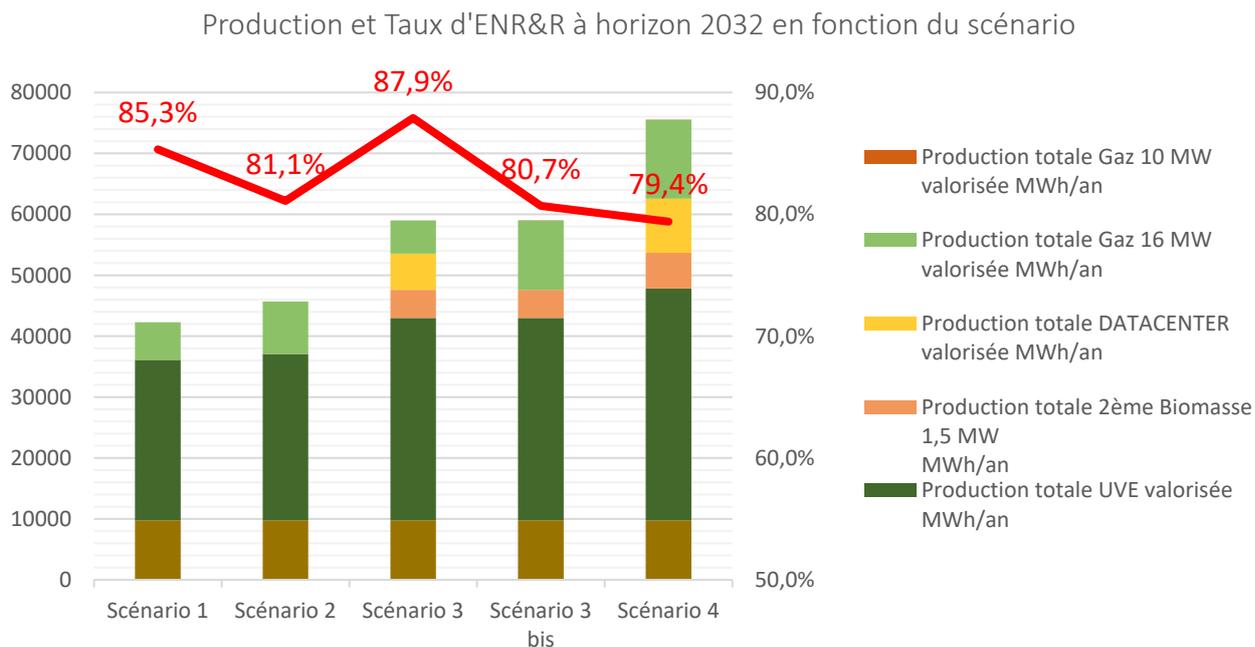


Figure 53 : Production et Taux d'ENR&R à horizon 2032 en fonction du scénario

Les monotonies de chaque scénario pour l'année 2032 sont jointes en annexe 4.

Nous pouvons constater que tous les scénarios atteignent un taux d'EnR&R de 80%. Ainsi, même sans le Data Center, le scénario 3bis possède un taux bien supérieur au taux de 65% fixé par l'ADEME permettant d'être éligible aux Fonds Chaleur. Dans le cas où le Data Center de la Rucherie se construit et permet de fournir une puissance de 3 MW, le taux d'EnR atteindrait les 88%. Le scénario 4 en revanche dépend de la construction du Data Center, car la CAMG ne souhaite pas que le taux d'EnR&R descende en dessous de 80%.

On peut observer que le scénario 2 atteint également un taux supérieur à 80%, sans ajout de 2ème biomasse. Dans le cas où une production d'EnR supérieure serait souhaitée, la chaufferie actuelle est en capacité de contenir une 2^{ème} chaudière, puisque dimensionnée à partir des premières prévisions de la DSP.

Ces simulations nous ont également permis de déterminer les besoins en puissance pour l'appoint gaz (voir tableau ci-dessous).

Dans le scénario 2, il est nécessaire de créer une nouvelle chaufferie de 3 MW gaz. Le bâtiment chaufferie gaz aura une emprise entre 60 et 75 m² maximum, et pourra être positionné à des endroits stratégiques pour délester le réseau existant (au niveau de la station d'interconnexion avec Lagny ou à proximité des importants nouveaux lots sur l'Entrée de Ville).

Dans les scénarios 3 et 3BIS, une chaufferie gaz dédiée de 7 MW sera nécessaire pour la ZAC de la Rucherie. En scénario 4, certaines chaufferies récentes d'abonnés pourront être conservées en appoint/secours.

| | Scénario 1 | Scénario 2 | Scénario 3 | Scénario 3bis | Scénario 4 |
|--------------------------------------|--------------|------------------------------|-------------------------------|-------------------------------|--------------------------------|
| Total Puissance Gaz à prévoir | 16 MW | 19 MW +3 MW | 24 MW + 7 MW | 24 MW + 7 MW | 30 MW + 13 MW |

Enfin, nous avons calculé le taux de CO₂ du MWh pour chaque scénario à **horizon 2032**. Les résultats obtenus sont illustrés sur le graphique ci-dessous.

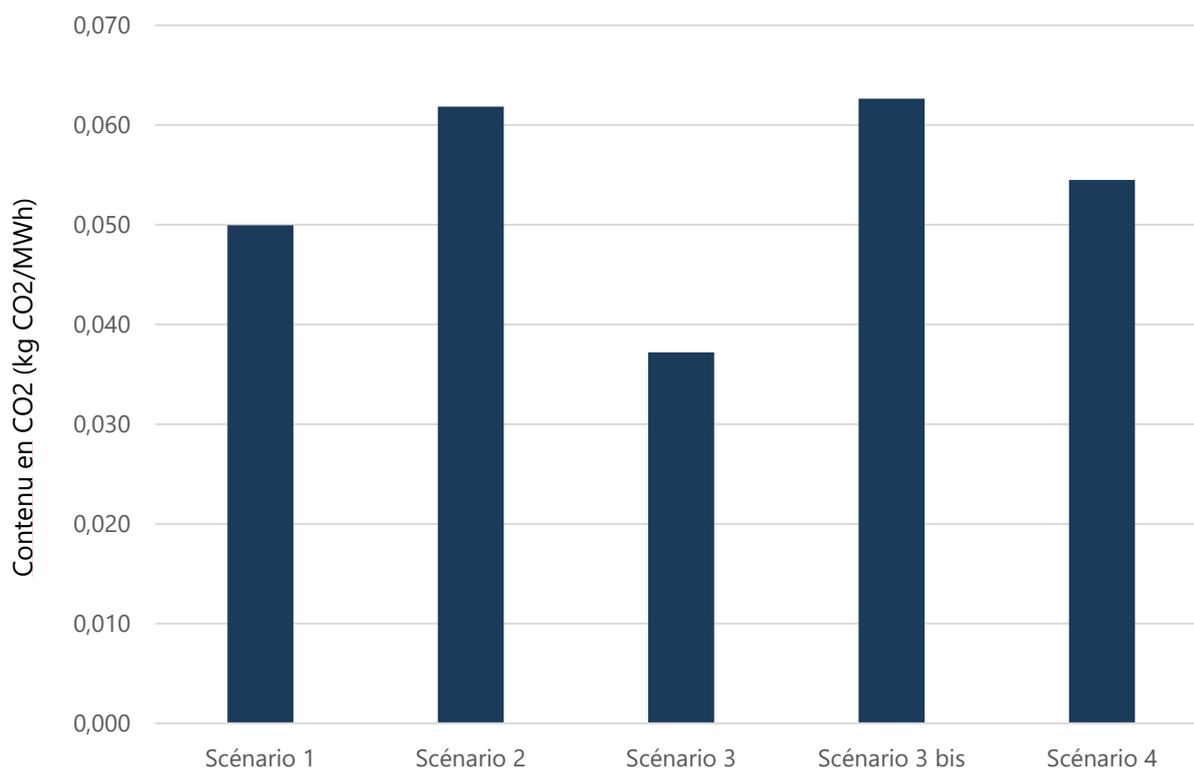


Figure 54 : Contenu CO₂ du MWh par scénario à horizon 2032

Les contenus obtenus sont globalement très bons. On constate que le scénario 3 possède un taux de CO₂ bien inférieur aux autres scénarios, grâce à forte production d'EnR&R. Les scénarios 2 et 3bis possèdent le contenu le plus élevé mais malgré tout parfaitement acceptable. En effet, il est possible d'observer sur le graphique ci-après que les contenus de chaque scénarios permettent de respecter la réglementation RE2020 jusqu'au logement type 3 :

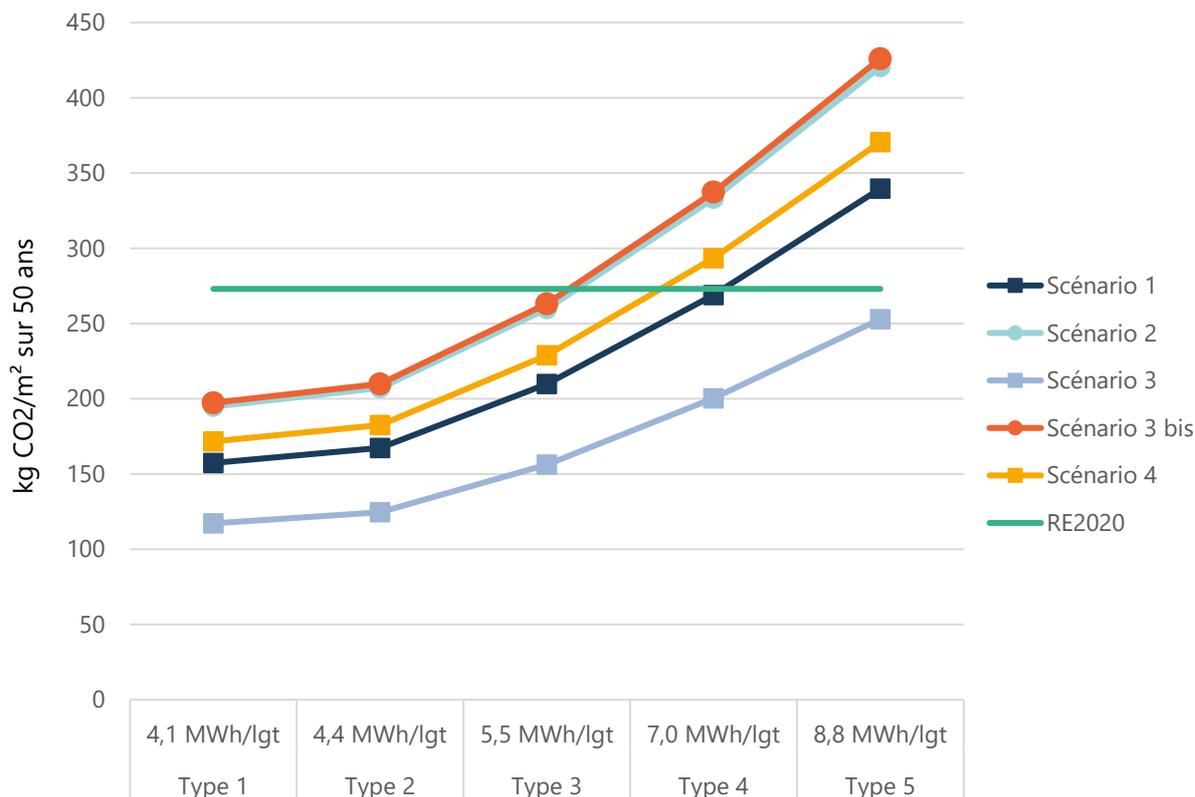


Figure 55 : Contenu CO2 par m² pour un logement sur 50 ans

Le seuil de CO2 de la RE2020 est extrait du tableau ci-dessous, augmenté de 5 % en raison de la zone climatique et de l'altitude à lesquelles se trouve le réseau de la ville de Bussy-Saint-Georges.

| Usage de la partie de bâtiment et énergie utilisée | Valeur de $I_{c_{\text{énergie}}}$ maxmoyen | | |
|--|---|--------------------|--------------------------|
| | Année 2022 à 2024 | Années 2025 à 2027 | À partir de l'année 2028 |
| Maisons individuelles ou accolées | 160 kq éq. CO2/m² | 160 kq éq. CO2/m² | 160 kq éq. CO2/m² |
| Logements collectifs raccordés à un réseau de chaleur urbain | 560 kq éq. CO2/m² | 320 kq éq. CO2/m² | 260 kq éq. CO2/m² |
| Logements collectifs - autres cas | 560 kq éq. CO2/m² | 260 kq éq. CO2/m² | 260 kq éq. CO2/m² |

Nous pouvons en conclure que les moyens de production prévus pour chaque scénario permettent de respecter les seuils fixés par la réglementation environnementale 2020 sur l'aspect du contenu carbone pour le chauffage et l'ECS d'un logement, pour des logements ayant des consommations supérieures à 5.5 MWh/an.

10.4 Analyse économique

10.4.1 Estimation des investissements

Les investissements ont été estimés pour les scénarios 2 à 4, à partir des investissements du Scénario 1, correspondants à ceux retenus par IDEX en 12/2021, dans le projet d'Avenant 2 en cours de négociation à la date de rédaction du présent rapport (version non définitive, car retravaillé à posteriori par IDEX après la finalisation de la présente étude).

Le Scénario 1 comprend donc les surcoûts d'investissement mentionnés précédemment (voir l'audit financier), l'interconnexion prévue avec le réseau de Lagny-sur-Marne et les augmentations de puissance gaz prévues en chaufferie (passage de 2 x 5 initialement, à 2 x 8 MW).

Les ratios d'investissements retenus pour l'estimation des investissements sont les suivants :

- Cout moyen de réseaux :
 - 900 €HT/ml pour les densifications et nouveaux raccordement sur la ZAC du Sycomore et Entrée de Ville
 - 1000 €HT/ml pour les extensions vers la ZAC Rucherie et la zone N-O
 - Traversée de l'A4 par fonçage : 1 000 k€HT
- Sous-station moyenne : 30 k€HT/unité
- 2^{ème} chaudière biomasse 1,5 MW dans la chaufferie existante : 675 k€HT
- Production d'appoint/secours gaz : 155 €/kW utile supplémentaire
- Production PAC sur Datacenter Rucherie 3 MW, avec nouveau bâtiment : 1 700 k€HT
- Frais annexes (MOE, Etudes, Assurance, etc.) : 7% des travaux
- Aléas : 3% des travaux

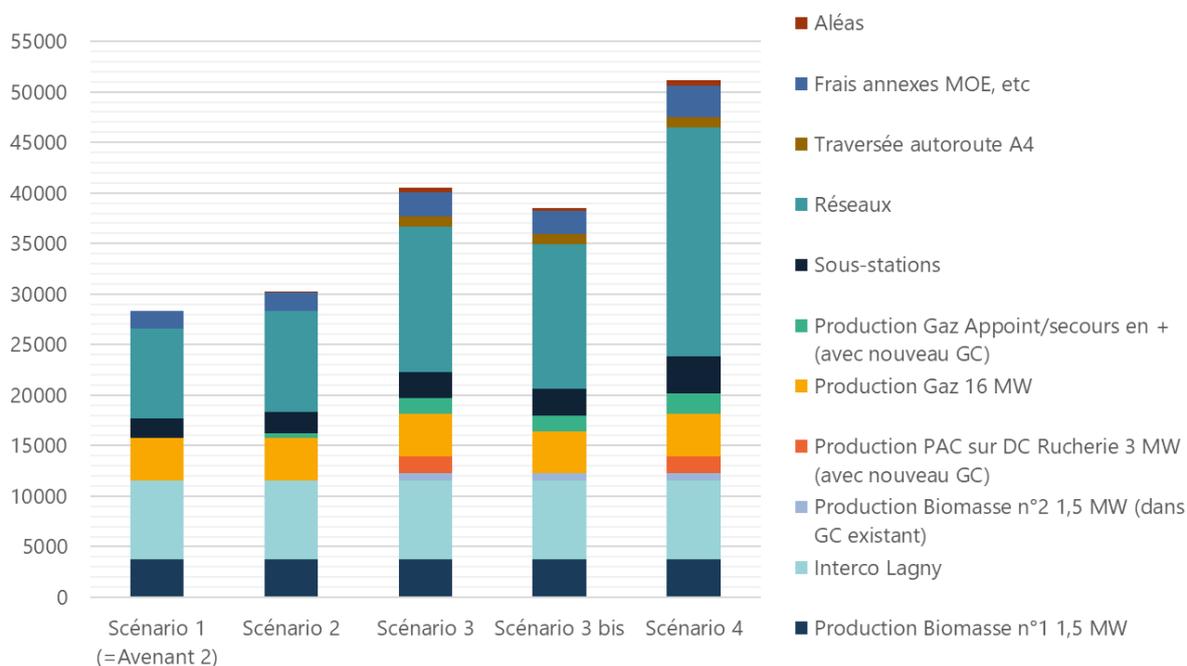


Figure 56 : Investissements k€HT

10.4.2 Hypothèses de coûts et recettes pour l'élaboration des CEP

L'analyse économie est réalisée en bâtissant un Compte d'Exploitation Prévisionnel (CEP) pour chaque scénario, sur la durée de contrat de 30 ans prévu pour l'Avenant 2 d'IDEX.

Les CEP des scénarios 2 à 4 ont été bâtis en utilisant le projet de CEP de l'Avenant 2 remis par IDEX en 12/2021 (correspondant au Scénario 1).

Ainsi, les hypothèses de charges P2/P3 du CEP d'IDEX ont permis de recalculer des ratios en €/MWh de couts P2/P3, utilisés pour chaque scénario.

Les charges P1 ont été estimées pour chaque scénario 2 à 4 à partir de leurs mixités énergétiques respectives, en réutilisant les prix unitaires UVE, Bois et Gaz des énergies du Scénario 1, à savoir :

| | | |
|--|--------|--------------|
| Coût unitaire gaz | 57,9 € | €HT/MWhPCI |
| Coût unitaire bois | 24,6 € | €HT/MWhPCI |
| Coût unitaire UVE | 17,5 € | €HT/MWhutile |
| Redevance transport Lagny | 5,2 € | €HT/MWhutile |
| Coût unitaire Elec PAC Datacenter (*) | 90,0 € | €HT/MWhé |
| Coût unitaire Chaleur acheté au Datacenter (*) | 10,0 € | €HT/MWhutile |

(*) : hypothèses SERMET

Le cout de la chaleur UVE de 17,5 €HT/MWh correspond au cout d'achat de l'UVE de 16 €HT/MWh, affecté d'un rendement moyen du réseau de distribution de la liaison Lagny-Bussy de 90% (+1,5 €HT/MWh de pertes thermiques).

Quel que soit le scénario, les tarifs unitaires r1 et r2 retenus sont ceux du projet de CEP réalisée dans le cadre de l'Avenant 2 IDEX (en cours de discussion), en date de valeur 1er juillet 2021 :

- r1 = 36,7 €HT/MWh (tarif avec la nouvelle mixité UVE/Bois/gaz prévu)
- r2 = 82,6 €HT/kW

L'objectif a été de déterminer pour chaque scénario le niveau de subvention nécessaire permettant d'atteindre un TRI cible commun (7% après Impôts, sur 30 ans), les recettes R1/R2 étant fixés en données d'entrée pour garantir une facture énergétique compétitive pour chaque typologie d'abonné (définition de la puissance souscrite pour atteindre cela).

Deux indicateurs économiques principaux découlent des CEP :

- le taux de subvention, par rapport aux investissements totaux
- l'intensité d'aide en € par MWhEnR&R sur 20 ans (plus ce ratio est bas, mieux la subvention est utilisée car la valorisation d'EnR&R est maximale)

10.4.3 Résultats de l'analyse économique

Pour rappel, le prix du MWh utilisé pour l'analyse économique de chaque scénario est indiqué dans le tableau ci-après et résulte des Puissances Souscrites (PS) définies pour obtenir une facture compétitive par type de logement :

Tableau 31 : Prix du MWh par scénario et par typologie

| En €TTC/MWh | Scénario 1 = Projet Avenant 2 22/12/2021 | Scénario 2 | Scénario 3 et 3bis | Scénario 4 |
|----------------------------------|---|-----------------------|-------------------------------|-------------------|
| Prix moyen de la chaleur | 109 € | 106 € | 108 € | 109 € |
| <i>Logements 7,0 MWh/lgt</i> | - | - | - | 92 € |
| <i>Logements 5,5 MWh/lgt</i> | | 96 € | 96 € | 96 € |
| <i>Logements 4,4 MWh/lgt</i> | | 101 € | 101 € | 101 € |
| <i>Logements 4,1 MWh/lgt</i> | | 102 € | 102 € | 102 € |
| <i>Tertiaire</i> | | 119 € | 119 € | 119 € |
| Ratio Conso / PS (MWh/kW) | 1,24 | 1,30 | 1,25 | 1,25 |

10.4.3.1 Taux et intensité de subventions à Iso-TRI 7%

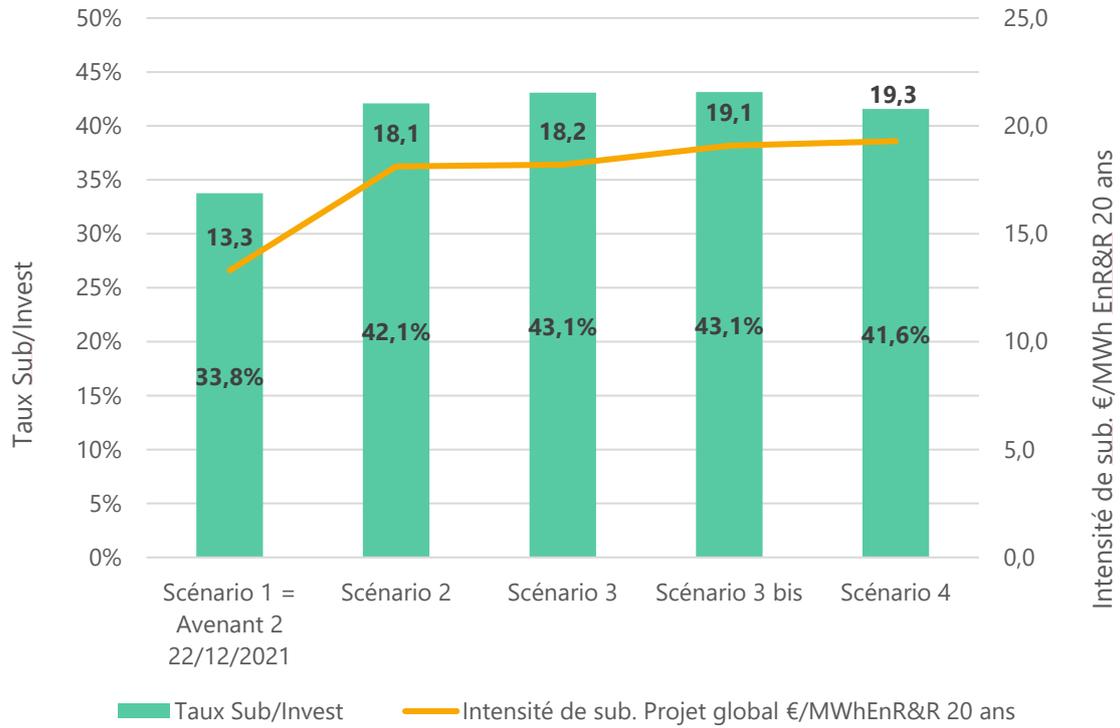


Figure 57 : Taux de subvention/investissement et Intensité de subvention en fonction du scénario à TRI 7%

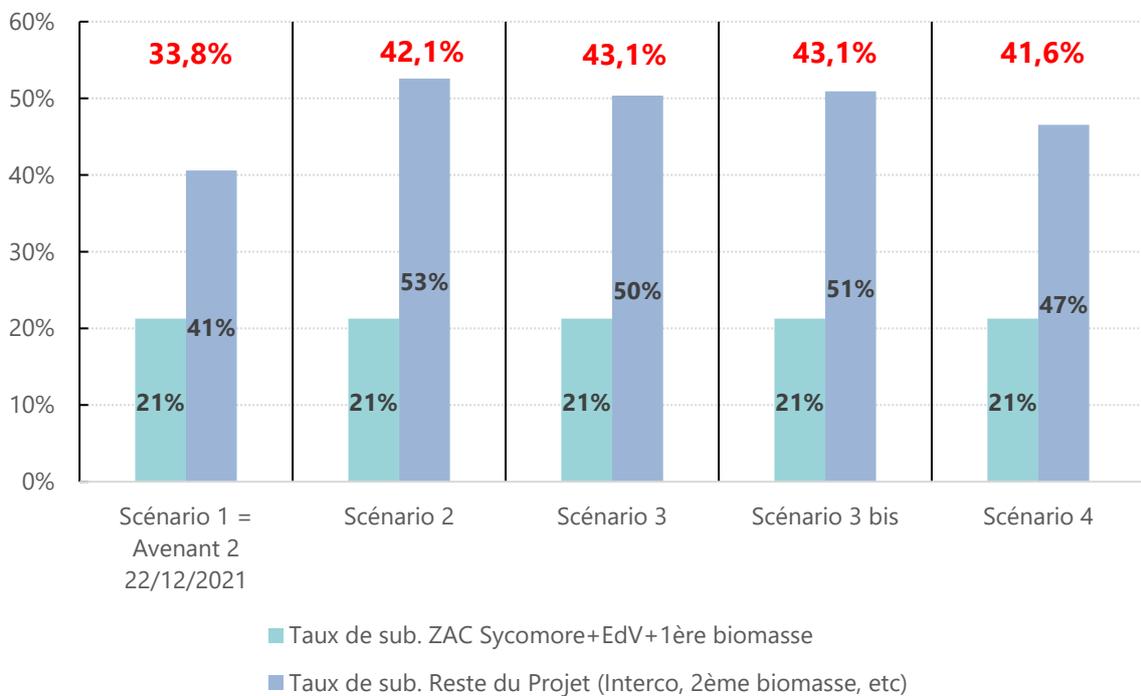


Figure 58 : Taux de subvention/investissement TRI 7%

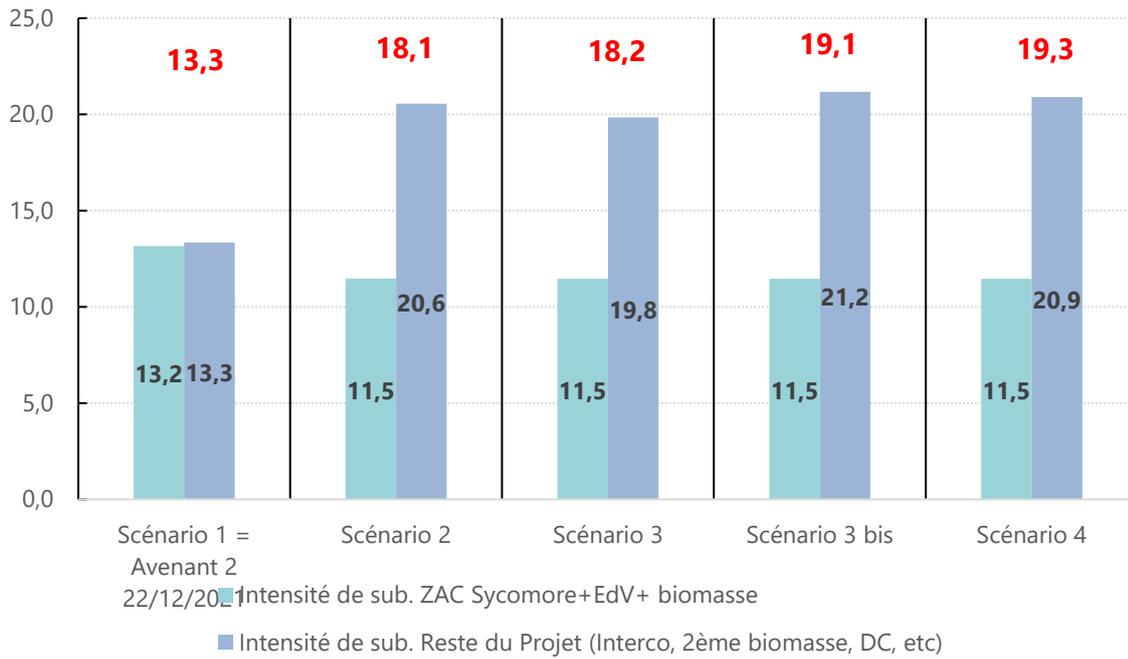


Figure 59 : Intensité de subvention/MWh EnR 20ans TRI 7%

10.4.3.2 Taux et intensité de subventions à Iso-TRI 5%

Le résultat obtenu pour chaque scénario à « iso-TRI » de 5% est présenté sur le graphique suivant :

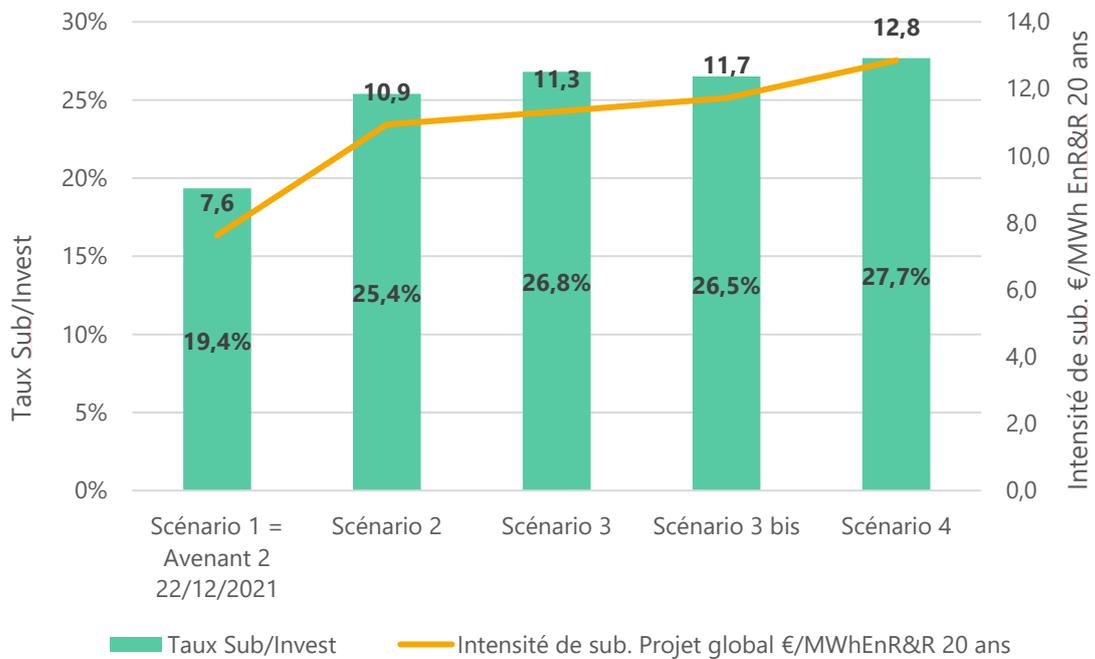


Figure 60 : Taux de subvention/investissement et Intensité de subvention en fonction du scénario - TRI 5%

Le scénario le plus avantageux est le scénario 1. En effet, le prix du MWh étant plus élevé que pour les scénarios 2 et 3, le taux de subventions/investissement et l'intensité de subvention/MWhEnR&R sur 20 ans sont moins élevés.

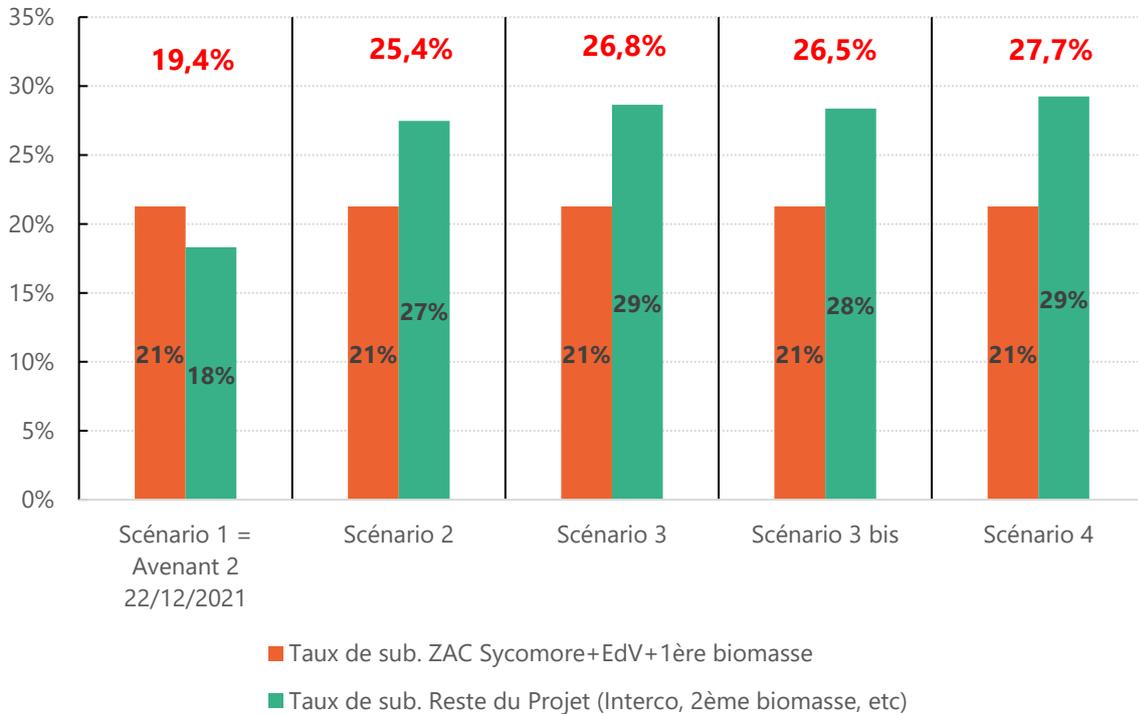


Figure 61 : Taux de subvention/investissement TRI 5%

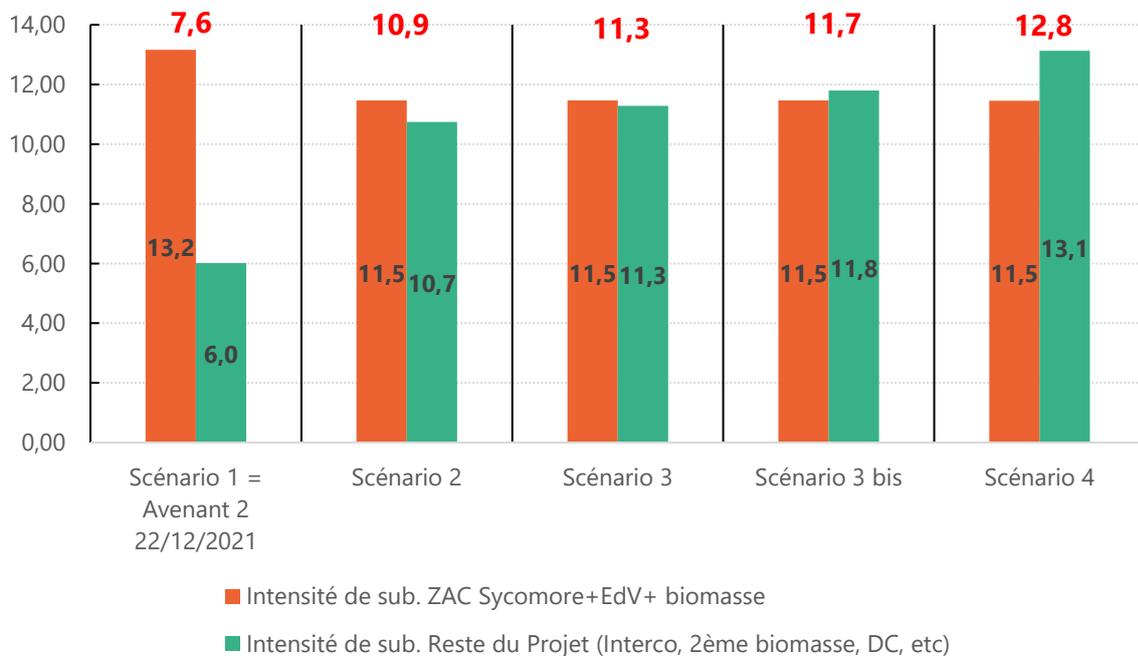


Figure 62 : Intensité de subvention/MWh EnR 20ans TRI 5%

On constate qu'en visant un TRI de 7%, les intensités d'aides /subventions nécessaires pour la suite du Projet sont élevées (entre 13 et 21 €/MWhEnR 20 ans), au-delà des ratios habituels de l'ADEME.

L'ADEME, qui a été informé de ces résultats en 01/2022, a alerté la CAMG sur ce point.

Les intensités d'aide à TRI 5% sont plus raisonnables et dans les ratios habituels de l'ADEME (entre 6 et 13 €/MWhEnR 20 ans).

10.5 Analyse juridique

La mise en œuvre des scénarios proposés pourra difficilement être possible par Avenant à la Concession existante, étant donné l'évolution prévue du chiffre d'affaires R1+R2, supérieure au seuil réglementaire de 50%.

En particulier, la fourniture de chaleur à la ZAC Rucherie pourra faire l'objet d'un montage spécifique hors Concession existante, en étant réalisée via la mise en place d'un nouveau contrat dédié, et une Gouvernance privée, publique ou mixte.

Le tableau ci-dessous détaille les types de contrats possibles, en fonction du mode de gestion retenu par le Maître d'Ouvrage, allant de l'internalisation totale à la délégation totale :

| Mode de gestion | | Internalisation | | | Externalisation | |
|---|---|--------------------------|--------------------------|---------------------------|--------------------------|-----------------|
| | | Internalisée | Contrat marché | MPGP | Affermage | Concession |
| Construction (conception + réalisation) | Maîtrise d'Œuvre (MOE) + Marché(s) de travaux | MOE + Entreprise travaux | MOE + Entreprise travaux | Prestataire MPGP | MOE + Entreprise travaux | Concessionnaire |
| | Financement | Collectivité | Collectivité | Collectivité | | |
| Commercialisation | Signature des polices d'abonnement | | | | | |
| Exploitation | Achat combustibles (P1) | | | Prestataire | Fermier | |
| | Petit entretien et maintenance (P2) | | Exploitant | Marché global performance | | |
| | Gros entretien renouvellement (P3) | | | | | |
| Facturation | Vente de la chaleur | | Collectivité | Collectivité | | |


 Risque pour la collectivité

| Maîtrise et gestion stratégique du service | La Collectivité, en tant qu'autorité organisatrice | | | | | | Réseau privé | |
|--|--|--------------------------------------|------------------------------------|--------------------|--------------------------|----------------|----------------------------|--------------|
| | Régie internalisée | Régie externalisée (Marchés séparés) | Régie externalisée (Marché global) | DSP ex-affermage | SEM(OP) | DSP concession | AFUL/ASL/GIE Contrat privé | Réseau privé |
| Gestion opérationnelle du service | | | | | | | | |
| Propriétaire des ouvrages | Collectivité | Collectivité | Collectivité | Collectivité | Collectivité + Opérateur | Collectivité | AFUL/ASL | Opérateur |
| Financement | Collectivité | Collectivité | Collectivité | Collectivité | Collectivité + Opérateur | Opérateur | Dépend du contrat | Opérateur |
| Conception | Collectivité + MOE | Collectivité + MOE | Prestataire | Collectivité + MOE | Opérateur | Opérateur | Dépend du contrat | Opérateur |
| Réalisation | MOE + Entreprises | MOE + Entreprises | Prestataire | MOE + Entreprises | Opérateur | Opérateur | Dépend du contrat | Opérateur |
| Commercialisation et gestion clientèle | Collectivité | Collectivité | Collectivité | Opérateur | Opérateur | Opérateur | Dépend du contrat | Opérateur |
| Exploitation (P1, P2, P3) | Collectivité | Fournisseurs + Exploitant | Prestataire | Opérateur | Opérateur | Opérateur | Dépend du contrat | Opérateur |

Un mode de gouvernance devra être également retenu pour l'alimentation de la ZAC Rucherie : celui-ci peut être 100% privé, 100% public ou mixte public/privé, en fonction de son implication que souhaite la Collectivité :

- Gouvernance publique : Collectivité seule
 - Régie internalisée
 - Affermage + Marchés publics
 - Concession avec Investissements
- SPL : Gouvernance/coopération publique (Collectivité + partenaire publique)
 - Contrat avec la SPL
 - Affermage + Marchés publics
 - Concession avec Investissements
- SEM : Gouvernance mixte (Collectivité et opérateur privé) (mini 51%)
 - Affermage + Marchés publics
 - Concession avec Investissements
- SEMOP : Gouvernance mixte (Collectivité et opérateur privé) (entre 35% et 85 %)
 - Marché public
 - Affermage + Marchés publics
 - Concession avec Investissements

Pour faire le choix final du mode de gestion, les principales questions suivantes sont à se poser :

- La collectivité a-t-elle la capacité de financement ?
- La collectivité a-t-elle le moyens techniques, ou veut-elle se doter de ces moyens pour la gestion du service ?

- Quelle part de risque la collectivité veut-elle assumer (en terme commercial, technique, juridique) ?

Un logigramme réalisé par l'AMORCE de choix du mode de gestion est joint en Annexe 2 au présent rapport.

Pour la CAMG, le plus simple est de déléguer le risque sur la Rucherie via un Contrat Privé, ou mixte non majoritaire (SEMOP).



11.SYNTHESE

| Scénarios | Scénario 1 (Projet Avenant 2 DSP) | Scénario 2 | Scénario 3 | Scénario 3 BIS | Scénario 4 |
|-------------------------|---|---|--|--|---|
| Périmètre | ZAC Sycomore Entrée de Ville | ZAC Sycomore + Z Nord-est RER Entrée de Ville + Zone Ouest | ZAC Sycomore + Z Nord-est RER Entrée de Ville + Zone Ouest ZAC Rucherie | ZAC Sycomore + Z Nord-est RER Entrée de Ville + Zone Ouest ZAC Rucherie | ZAC Sycomore + Z Nord-Est RER Entrée de Ville + Zone Ouest ZAC Rucherie PA G. Eiffel Zone Nord-Ouest |
| Critère technique | | | | | |
| Critère juridique | | | | | |
| Critère économique | | | | | |
| Critère environnemental | | | | | |
| Avantages | | Meilleur critère technique, juridique, économique | Possibilité de raccordement de la Rucherie | | Scénario avec la plus grande desserte |
| Inconvénients | Consommations du scénario à mettre à jour → nécessité de recherche de densité = scénario 2 | Scénario avec la plus petite desserte | Nécessité de trouver un montage juridique | | Nécessité de trouver un montage juridique Risque de commercialisation élevé |

L'analyse multicritère des scénarios présentée ci-dessus conduit à privilégier la mise en œuvre dans un premier temps du scénario n°2, compte tenu des risques juridiques sur les autres scénarios. L'alimentation énergétique, dans le cadre de la DSP existante, de la ZAC de la Rucherie (Scénarios 3 et 3BIS) semble difficile juridiquement : il sera nécessaire de mettre en œuvre un contrat dédié.

12. PLAN D' ACTIONS

Le plan d'action de mise en œuvre du Scénario 2 est détaillé ci-dessous. Le scénario 2 permet d'ouvrir la porte aux scénarios 3 et 3BIS, permettant l'alimentation de la ZAC Rucherie (dont nous détaillons également les principales actions à prévoir).

| | Pilote | Partenaire | Echéance |
|--|-------------------------|-----------------|----------------|
| Contractualiser le réseau de chaleur de Lagny/Saint-Thibaut (Avenant 2 DSP) | CAMG | SIETREM | T3 2022 |
| Contractualiser le scénario 2 par avenant à la DSP BUSSYCOMORE | CAMG | IDEX | T1 2022 |
| <i>Discussions et rédaction de l'Avenant 2 et ses annexes (CEP, programme des travaux, etc.)</i> | CAMG | IDEX | <i>T1 2022</i> |
| <i>Etablissement d'une Convention de fourniture de chaleur CAMG/SIETREM/BUSSYCOMORE</i> | CAMG | IDEX SIETREM | <i>2022</i> |
| Préparer l'alimentation de la ZAC Rucherie | CAMG ou/et EPA Marne | EPA Marne | 2030 |
| <i>Prévoir la MES possible d'une 2^{ème} chaudière biomasse dans l'avenant</i> | CAMG | IDEX | <i>T1 2022</i> |
| <i>Choisir le mode de gestion et la gouvernance les plus adaptés</i> | CAMG | EPA Marne | <i>2025</i> |
| <i>Définition des documents d'urbanisme en cohérence avec le projet retenu*</i> | CAMG/EPA Marne | | <i>2025</i> |
| <i>Etudier la faisabilité de récupération de chaleur du Data center de la ZAC Rucherie</i> | EPA Marne | Data Center | <i>2025</i> |
| <i>Etudier la faisabilité de la traversée de l'A4</i> | CAMG/EPA Marne | SANEF | <i>2025</i> |

13. ANNEXES

- Annexe 1 : Planning des raccordements actualisé périmètre Avenant 1 au 11/2021
- Annexe 2 : Logigramme AMORCE de choix du mode de gestion (2020)
- Annexe 3 : Cartographie A3 (recensement besoins, tracés réseaux, moyens productions)
- Annexe 4 : Monotones 2032 par scénario
- Annexe 5 : Planning global des raccordements
- Annexe 6 : Présentation Synthèse
- Annexe 7 : Présentation finale Schéma Directeur Bussy-Saint-Georges