

Communauté d'Agglomération de Cergy Pontoise

Elaboration du Schéma Directeur du Réseau
de Chaleur de Cergy Pontoise

Affaire Best Energies N°	20433CDI réf : S20433CDI0001
Maîtrise d'ouvrage	Communauté d'Agglomération de Cergy Pontoise
Objet	Schéma Directeur RCU de Cergy Pontoise 2021
Mission	Schéma directeur RCU
Etabli par	KCA - AC
Vérifié par	OD
Version :	1

Table des matières

1.	Contexte et historique du réseau	4
1.1.	Historique du réseau	4
1.1.1.	Historique.....	4
1.1.2.	Carte du tracé du réseau.....	5
1.2.	Contexte et objectifs du nouveau contrat DSP	6
1.2.1.	Contexte	6
1.2.2.	Objectifs de la stratégie de développement	10
1.3.	Contexte contractuel	12
1.3.1.	Les différents intervenants	12
1.3.2.	Convention de fourniture de chaleur entre Cenergy, CGECP et l'UIOM et historique.....	13
1.4.	Marché et contrat pour l'exploitation de la centrale	14
1.4.1.	Contrat.....	14
1.4.2.	Règlement de Service	15
1.4.3.	Polices d'abonnement	17
1.5.	Productions	18
1.5.1.	Production de chaleur.....	18
1.5.2.	Projet de production de froid	20
1.6.	Reseau et distribution	23
1.6.1.	Réseau historique.....	23
1.6.2.	Réseau de distribution actuel	23
1.6.3.	Bilan énergétique du réseau actuel	29
1.6.4.	Evolutions prévisionnelles des besoins thermiques de la chaleur	31
1.6.5.	Courbe de puissance appelée en fonction de la température extérieure	31
1.6.6.	Evolutions des puissances maximales appelées	32
1.6.7.	Etat des lieux actuels de la production, défaillance, couverture des besoins	33
1.6.8.	Répartition des besoins et pertes réseaux	34
1.7.	Contexte économique	35
1.7.1.	Structure tarifaire	35
1.7.2.	Recettes annuelles	37
1.7.3.	Coûts annuels.....	37
1.7.4.	Résultat net.....	39
1.8.	Evolution / travaux envisagés sur le réseau de la communauté d'agglomération de Cergy Pontoise	40
1.8.1.	Synthèse des travaux de modernisation de la chaufferie biomasse des bellevues	41
1.8.2.	Travaux prévus sur la chaufferie des Linandes et de Saint Christophe	41
1.8.3.	Travaux sur le réseau de transport et de distribution (dont le passage en BP)	41
1.8.4.	Travaux sur les points de livraison (dont le passage en BP)	42
1.8.5.	Dates contractuelles de mise en service des travaux programmés.....	43
2.	Besoins en chaleur	44
2.1.	Consommations actuelles	44
2.2.	Evaluation des puissances maximales à appeler	44

2.2.1.	Besoins chauffage	44
2.2.2.	Besoins ECS.....	45
2.2.3.	Données d'entrée	46
2.2.4.	Courbe monotone d'appel de puissance utile en sortie chaufferie	47
3.	Evolutions et développements envisagés de la desserte du réseau	48
3.1.	ZAC Bossut	48
3.2.	ZAC Liesse II	50
3.3.	ZAC Marjoberts	51
3.4.	ZAC des Linandes	53
3.5.	Secteur Bas Noyers	54
3.6.	Secteur Chennevières	55
3.7.	Secteur Closbilles	57
3.8.	Secteur Préfecture Centre	58
3.9.	Secteur Saint Christophe	59
3.10.	Le « Centre de vie de l'Equerre »	60
3.11.	Zones à fort potentiel énergétique	60
4.	Etude énergétique du scénario	63
4.1.	Définition du scénario :	63
4.2.	Consommation énergétique	63
4.3.	Caractéristiques du réseau de chaleur	64
4.4.	Production de Chaleur	66
4.4.1.	Mixité énergétique	66
4.4.2.	Courbe monotone des appels de puissance	67
4.5.	Impact environnemental	68
5.	Bilan économique du scénario	69
5.1.	Coût de vente de l'énergie	69
5.2.	Coût d'achat de l'énergie	70
5.3.	Echéancier prévisionnel des travaux	70
5.4.	Compte d'exploitation prévisionnel	71
5.5.	Bilan économique	73
6.	Conclusion	74
7.	Table des illustrations	76

1. Contexte et historique du réseau

1.1. Historique du réseau

1.1.1. Historique

La société Cyel du groupe Dalkia a géré le réseau de chauffage urbain de Cergy-Pontoise via un contrat de délégation de service public du 15 décembre 2006 au 10 octobre 2017. Durant ce contrat, l'arrêt progressif de la production de charbon a été remplacé par la production d'énergies renouvelables et de récupération via l'amélioration des performances énergétiques de la chaufferie biomasse. Ceci a permis d'atteindre l'objectif de 60% d'énergies renouvelables et de récupération en 2017. Malgré les améliorations énergétiques effectuées sur l'augmentation de la production d'énergie verte, les besoins énergétiques demeurent insuffisants à l'état actuel. Cette insuffisance énergétique affecte le fonctionnement du réseau et la continuité du service due aux usagers. En conséquence, la poursuite du contrat de DSP ne permettrait plus d'assurer la continuité du service dans des conditions satisfaisantes. Les objectifs de la Communauté d'agglomération sont d'engager la rénovation du réseau et de préparer la sortie du charbon en 2023. De tels investissements ne peuvent être envisagés dans le contrat DSP avec Cyel.

Ainsi, le conseil communautaire a donc résilié le contrat de DSP avec la société Cyel, le 10 octobre 2017.

Une concertation de service public est réalisée en Avril – Juin 2018 afin de recadrer les objectifs, les priorités, les propositions à prendre en compte par le nouveau délégataire : la société Cenergy dans le cadre du nouveau contrat de DSP. Cette concertation a tourné autour de 3 grands axes :

- permettre aux abonnés et usagers de mieux connaître le fonctionnement du service public de chauffage urbain
- leur présenter les enjeux des évolutions du service public de chauffage urbain pour un développement durable du territoire
- Mieux connaître leurs priorités, besoins et attentes pour construire la prochaine DSP afin de dégager des propositions qui contribuent à la construction du cahier des charges et des priorités abonnés et usagers qui contribuent à la hiérarchisation des objectifs du prochain contrat.

Depuis le 30 septembre 2019 et pour une période de 20 ans, la gestion du service public a été confiée au nouveau délégataire Cenergy (groupe CORIANCE). Cenergy filiale du groupe Coriance, est la société dédiée à 100% à l'exploitation et au développement du réseau de chaleur de Cergy-Pontoise, dans le cadre d'un contrat de Délégation de Service Public.

Le réseau de chaleur de Cergy-Pontoise qui compte parmi les plus importants de France avec ses 57 km de tracé qui dessert 80 000 habitants et de nombreux équipements publics, valorise une ressource propre, locale et renouvelable : la biomasse. Il permet également de mettre en

œuvre la récupération sur traitement de déchets afin de faire des économies d'énergie primaire.

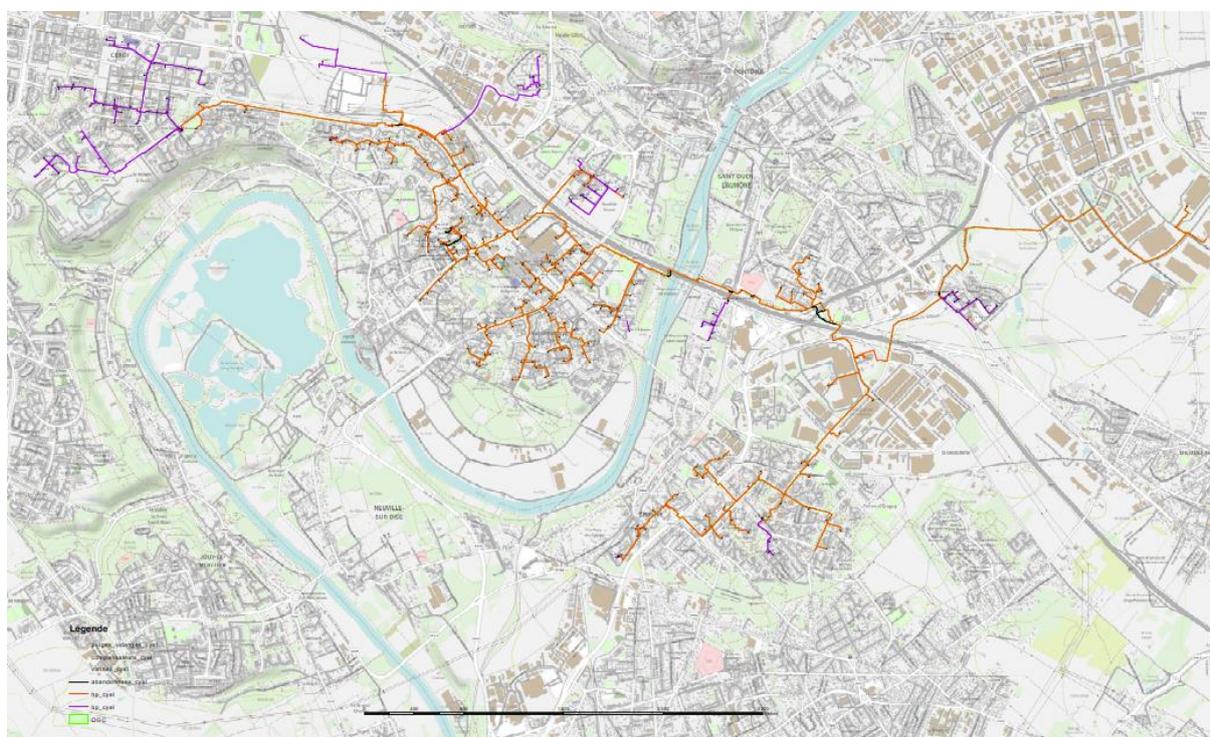
Le réseau de distribution de chaleur de l'agglomération de Cergy Pontoise est alimenté par trois centres de production ci-après :

- L'incinérateur de déchets du centre de traitement et de valorisation des déchets de Saint-Ouen l'Aumône géré par la Compagnie générale d'Environnement de Cergy-Pontoise (CGECP)
- La chaufferie biomasse (Saint Ouen l'Aumône). La chaufferie biomasse fonctionne en priorité, complétée par l'énergie thermique produite et fournie par l'UVE qui fonctionne en deuxième priorité.
- La Chaufferie gaz naturel (Cergy, Plaine des Linandes)

Tout au long de l'année, les chaudières gaz/fioul ont un fonctionnement de secours et d'appoint lorsque la demande du réseau est supérieure aux productions thermiques de l'UVE et de la chaufferie biomasse, mais également lorsque le minimum technique de la chaufferie biomasse n'est pas atteint pendant la période été.

1.1.2. Carte du tracé du réseau

La carte du tracé du réseau de chaleur de l'agglomération de Cergy Pontoise est ci-dessous :



En orange, il s'agit du tracé du réseau de chaleur en HP exploité par la société Cyel. Le tracé du réseau de chaleur en violet est le réseau de chaleur BP exploité par la société Cyel durant le 1^{er} contrat DSP. Les réseaux tracés en noir sont des réseaux abandonnés.

1.2. Contexte et objectifs du nouveau contrat DSP

1.2.1. Contexte

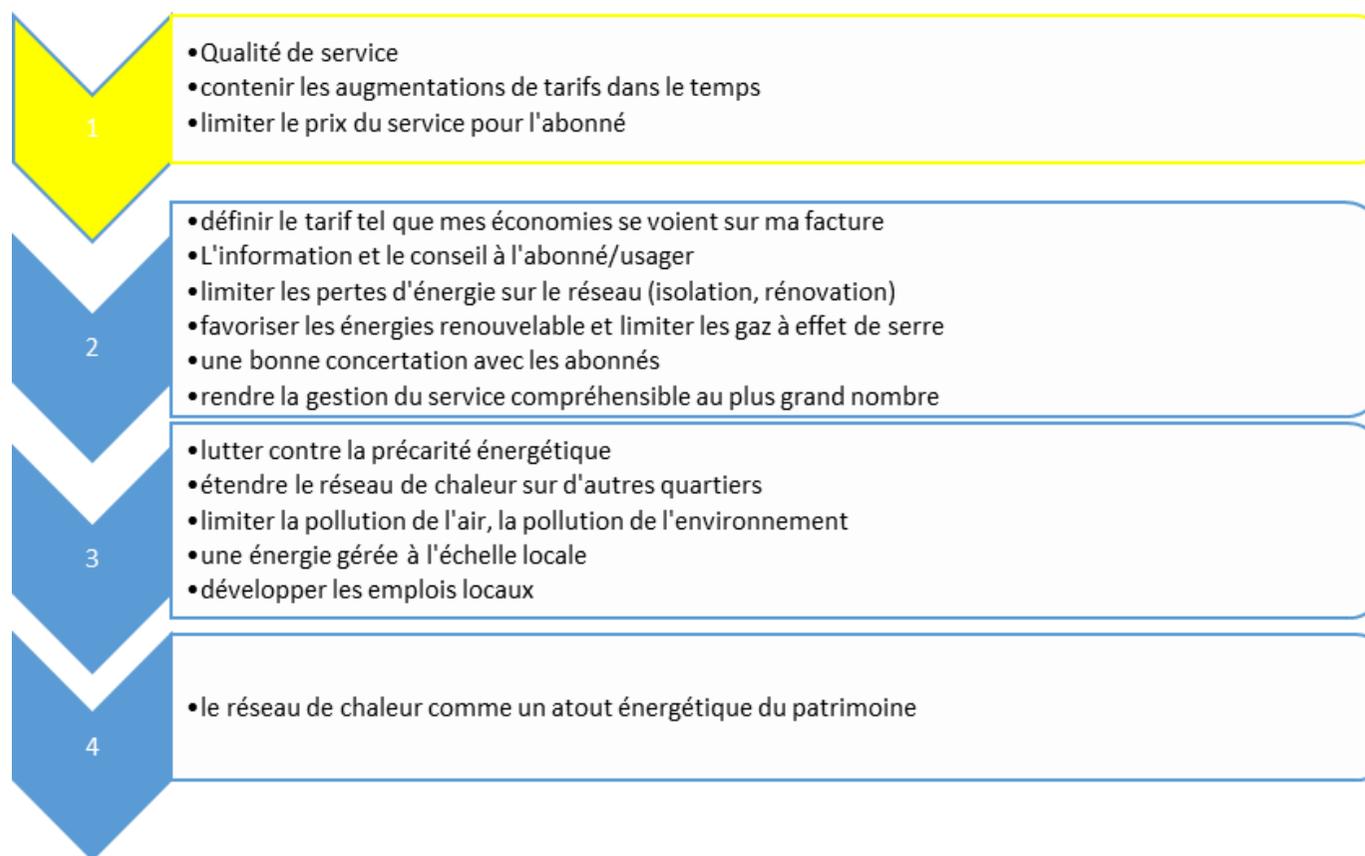
Le contrat DSP avec le nouveau délégataire Cenergy a pour objet la délégation du service public de production, de transport et de distribution de l'énergie calorifique à l'intérieur du périmètre. Il s'inscrit dans le cadre général d'une stratégie de développement durable.

Suite à la résiliation du contrat DSP avec la société Cyel et la concertation publique d'Avril-Juin 2018 entre l'agglomération de Cergy Pontoise et les usagers, de nouvelles propositions et priorités devront être pris en compte par la société Cenergy dans la nouvelle DSP afin d'en garantir la continuité du service, d'en améliorer la performance environnementale et de répondre aux besoins énergétiques actuels et futurs des usagers d'ici à 2030.

1.2.1.1. Propositions et priorités

a) Priorités

Les priorités évoquées lors de l'atelier de concertation d'Avril 2018 dans l'ordre décroissant sont comme suit :



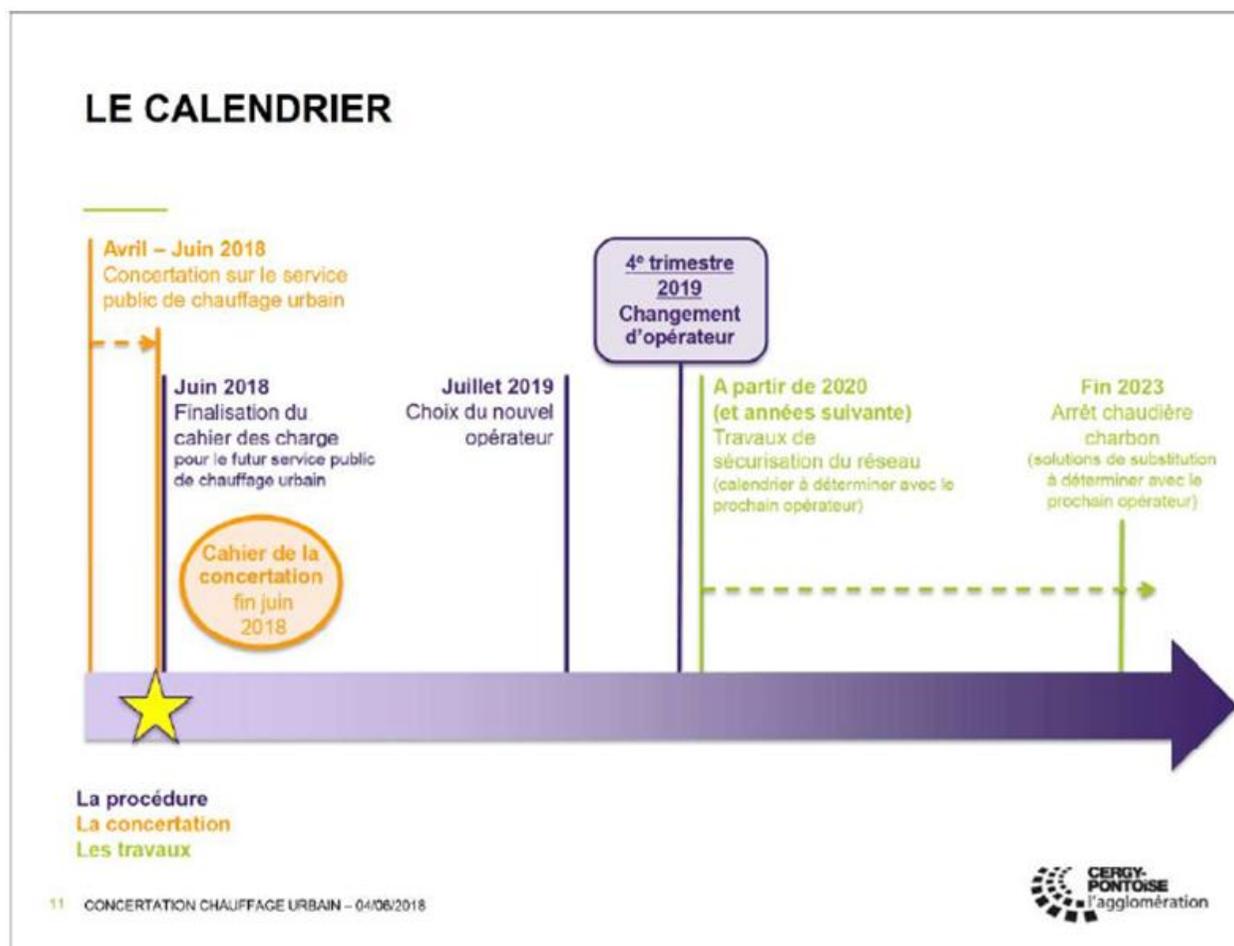
b) Propositions

Parmi les propositions ci-dessous, la priorité a été mise sur en premier lieu sur la qualité de service.

Energie	Qualité de service	Tarifs	Informations
<ul style="list-style-type: none"> • Recourir à plus d'énergies renouvelables ou de récupération • limiter les pertes d'énergies sur le réseau • limiter la pollution atmosphérique et environnementale 	<ul style="list-style-type: none"> • des pénalités efficaces pour garantir le respect de ses obligations par l'exploitant de réseau • réduire et contractualiser les délais d'intervention • rénover le réseau pour garantir la qualité de service en veillant à réduire l'impact des travaux • des sous-stations renouées et intelligentes • modifier la limite de prestations au niveau du réseau privatif • modifier la limite de prestation au niveau de l'eau chaude sanitaire • rendre opérationnelle l'interface entre réseau public et réseau privatif • une procédure et des outils de traitement et suivi des réclamations transparents et efficaces 	<ul style="list-style-type: none"> • optimiser les coûts pour maîtriser le tarif • une structure tarifaire permettant de traduire les économies d'énergie en économies sur la facture notamment lors de la réalisation de travaux de rénovation énergétique (isolation,...) • lutter contre la précarité énergétique 	<ul style="list-style-type: none"> • une meilleure prise en compte de l'utilisateur final dans le relationnel • des sous-stations communicantes • une information en temps réel sur l'état du service, accessible à tous par des outils performants • un service public force de conseils auprès des gestionnaires de réseaux privatifs • renforcer la concertation de tous les acteurs du service public, notamment les usagers finaux • garantir le contrôle de l'activité du délégataire

1.2.1.2. Calendrier

Ci-dessous le calendrier prévu à la suite de la concertation publique d'Avril-Juin 2018 :



1.2.2. Objectifs de la stratégie de développement

Le contrat DSP prévoit des travaux d'ici 2039 comme suit :

- la rénovation, la modernisation, l'optimisation du réseau,
- le développement de nouveaux réseaux de distribution et de sous-stations : remplacement de 30 km de réseau, installations d'outils communicantes au niveau des sous-stations,
- un nouveau maillage, un passage en basse pression de 40 km de réseau actuellement en haute pression afin de limiter les déperditions thermiques,

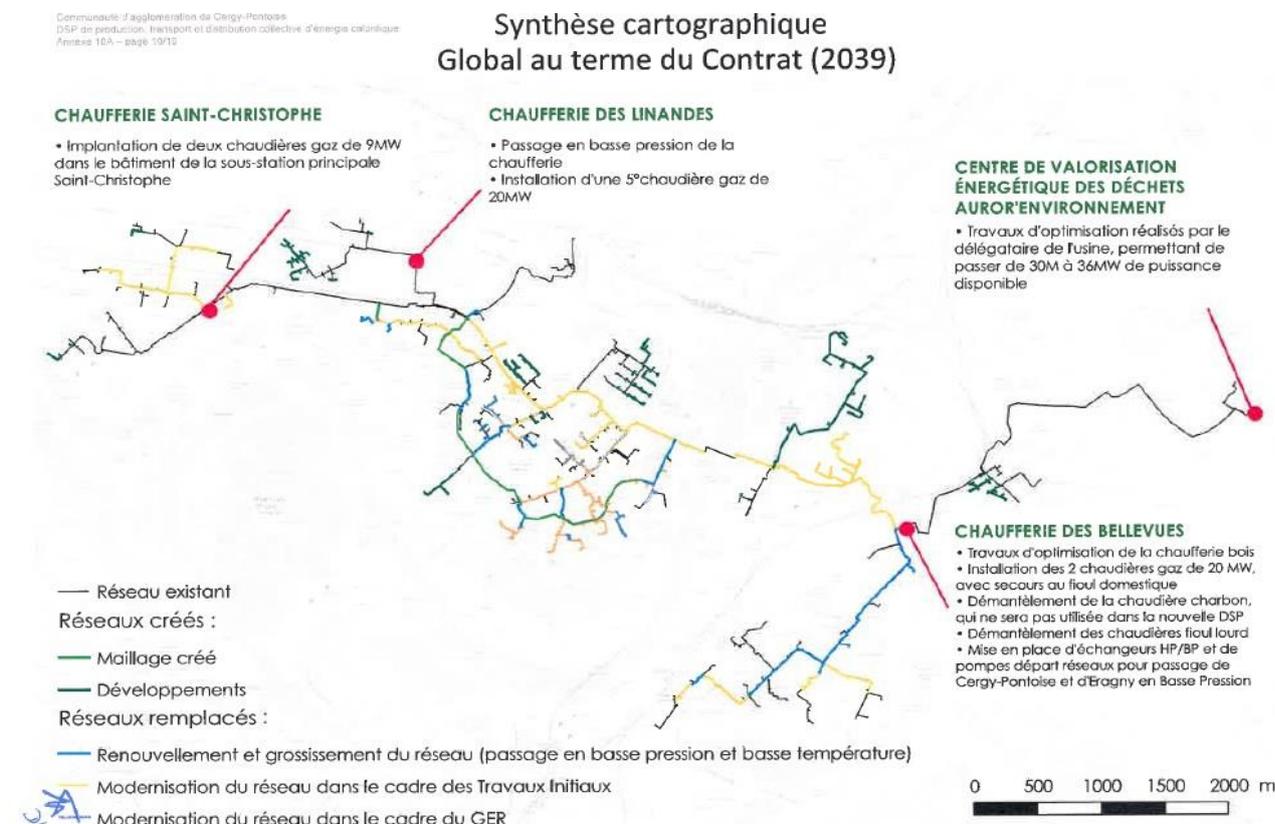


FIGURE 1 : SYNTHÈSE CARTOGRAPHIQUE (GLOBAL AU TERME DU CONTRAT 2039)

Aussi le contrat DSP prévoit également la réalisation de travaux avec extension au niveau des sous-stations ci-après :

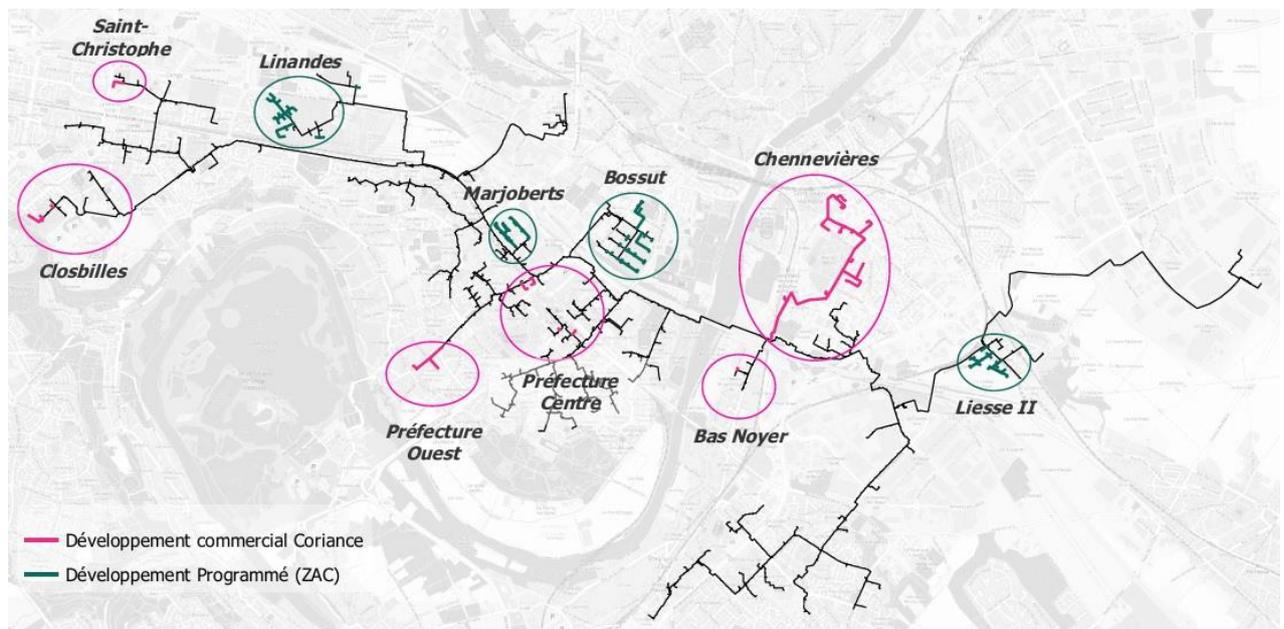
- ZAC Bossuet
- ZAC Liesse II
- Marjoberts
- ZAC Linandes

Un plan de développement commercial prévu avec extension dans les secteurs suivants :

- Bas Noyer
- Chennevières
- Préfecture Ouest

- Préfecture centre
- Closbilles
- Saint Christophe

Ci-après la carte synthétique du plan de travaux programmés des extensions vers les sous stations et le plan de développement commercial pour les abonnés :



1.3. Contexte contractuel

1.3.1. Les différents intervenants

- La Communauté d'Agglomération de Cergy Pontoise (CACP), choisit le délégataire qui exploite le service public, garantit la conformité du service aux principes de service public
- Cenergy (groupe Coriance), titulaire du contrat de délégation de service public. Cenergy exploite le service public, conçoit et réalise les travaux, vend la chaleur et facture aux abonnés, répond aux réclamations, les conseille, les informe sur le service en cas d'incident. Il assure la fourniture de combustibles pour les chaufferies, la conduite et l'entretien de l'ensemble des installations, le gros entretien et au renouvellement des matériels sur les installations.
- Les abonnés sont titulaires des contrats d'abonnement passés avec Cenergy. Ils exploitent le réseau privatif interne au bâtiment, achètent la chaleur au délégataire, refacturent aux usagers, répondent aux réclamations des usagers.
- Les usagers paient leurs charges notamment la chaleur chez les abonnés

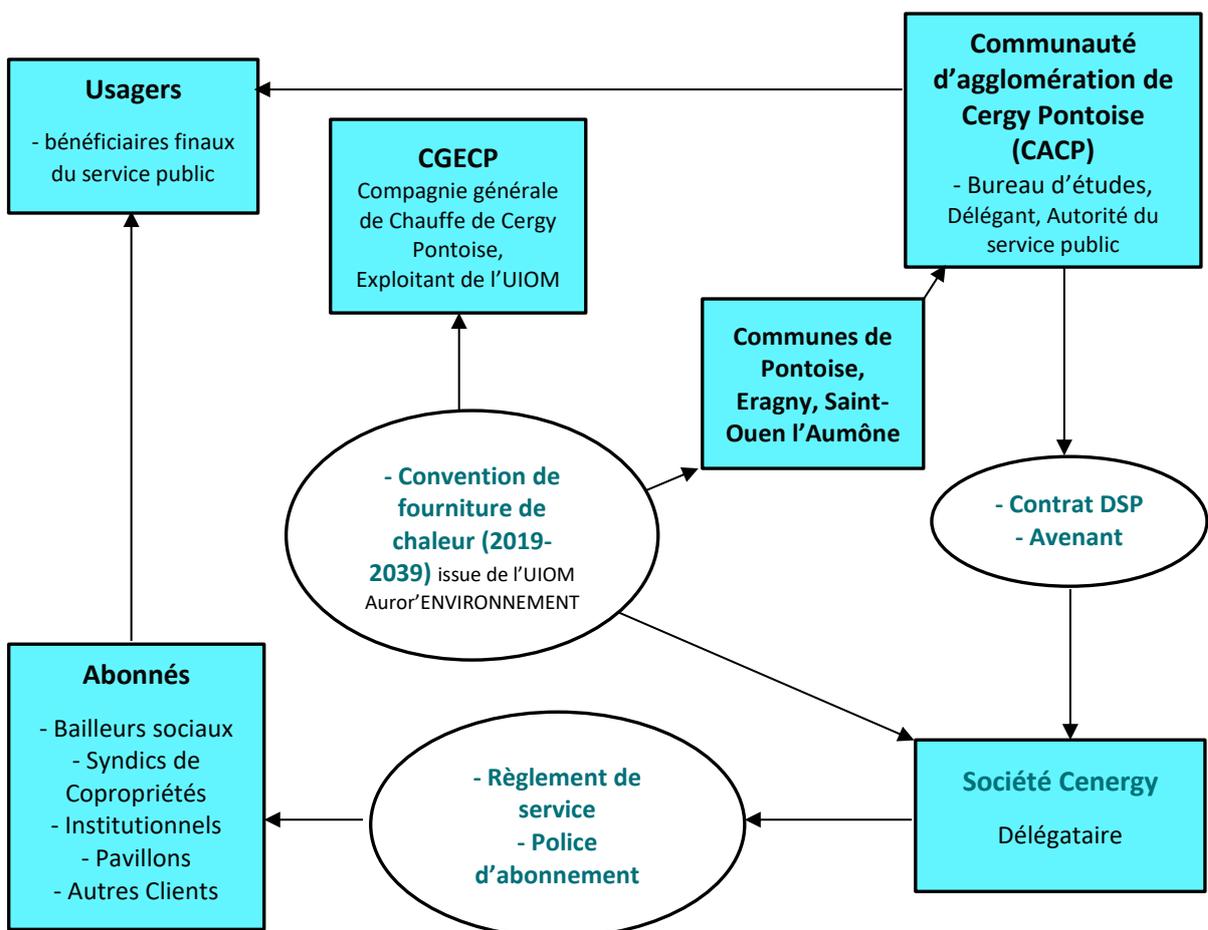


FIGURE 2 : SCHEMA DES INTERACTIONS ENTRE LES PARTIES

1.3.2. Convention de fourniture de chaleur entre Cenergy, CGECP et l'UIOM et historique

L'usine d'incinération d'ordures ménagères AUROR'ENVIRONNEMENT a été conçue comme une opération de récupération et d'économie d'énergie. La communauté d'agglomération de Cergy Pontoise a conclu le 25 mai 1992, avec un groupement constitué de la Compagnie Générale de Chauffage de Cergy Pontoise (CGECP), IPODEC-ONYX et OTVD, une délégation de service public sous forme de bail emphytéotique administratif et d'une convention d'exploitation non détachable relative à la construction puis à l'exploitation des ouvrages de la filière d'élimination des déchets de l'agglomération de Cergy Pontoise.

Depuis le 3 Septembre 1993, le groupement a été substitué par la CGECP et la CGECP est le seul exploitant de l'UIOM. Cette convention d'échange prévoit 2 phases :

- **Phase 1** : de 2019 à 2021
- **Phase 2** : de 2022 à 2039

Les conventions définissent notamment les paramètres suivants :

	Phase 1	Phase 2
Température de départ	Entre 115°C et 137°C	Entre 115°C et 137°C
Température de retour variable	< 90°C	< 90°C
Débit variable	Pouvant atteindre jusqu'à 580 m ³ /h	Pouvant atteindre jusqu'à 705 m ³ /h
Puissance moyenne disponible en régime stabilisé ou continu	28 à 32 MW	34 à 36 MW
Les périodes d'arrêt maximum de livraison	53 jours par an	53 jours par an
Pression statique	Entre 13 et 23 bars Timbre d'installations 32 bars	Entre 13 et 23 bars Timbre d'installations 32 bars
Energie thermique minimale enlevée par par le réseau de chaleur	165 000 MWh/an	200 000 MWh/an
Priorité de fourniture au réseau de chaleur	Oui	Oui
Coût de la chaleur livrée	P1 = 23,38 € HT/MWh jusqu'à 165 000 MWh/an	P2 = 0.8*P1 € HT/MWh entre 165 000 MWh et 180 000 MWh par an P3 = 0.5*P1 € HT/MWh au-delà de 180 000 MWh par an

1.4. Marché et contrat pour l'exploitation de la centrale

1.4.1. Contrat

Le contrat de délégation de service public entre la Communauté d'agglomération de Cergy Pontoise (CACP) et la société Cenergy (groupe Coriance) a été signé le 15 juillet 2019 et a pris effet le 18 juillet 2019. Cenergy a pris en charge le service le 30 Septembre 2019 à 12h00. Le contrat a été cédé le 7 Octobre 2019 par la société Coriance à la société Cenergy (société dédiée au contrat). Ce contrat est établi pour une durée de 20 ans.

Le périmètre de la Délégation est défini en annexe 8 au contrat de DSP.

L'inventaire des ouvrages compris dans la Délégation sont définis en annexe 4B du contrat de DSP.

Ce contrat fait l'objet de **1 avenant et 27 annexes**. **Parmi les annexes du contrat, les annexes détaillent l'aspect technique du réseau, les travaux programmés, l'analyse économique et financière des travaux programmés d'ici la fin du contrat DSP sont :**

- L'annexe 5 : nature et caractéristiques du réseau de chaleur et de la chaleur
- L'annexe 8 : présentation de l'activité annexe « fourniture de froid »
- Les annexes 10 : programme des travaux programmés
- Les annexes 12 : Convention de raccordement d'opérations d'aménagement
- Les annexes 15 : fourniture de chaleur issue de la valorisation thermique des déchets par l'UIOM
- L'annexe 25A : compte d'exploitation prévisionnelle
- Les annexes 27 : règlement de service, modèle de contrat d'abonnement et de facture

L'Avenant N°1 a pris effet le 7 octobre 2019 comprend 20 articles suivants et porte sur les modifications apportées et les précisions sur :

- Le règlement de service
- L'ajustement du terme R2_{DE}
- L'ajustement du R2s
- Les frais de raccordement
- Echéances relatives au régime subsidiaire
- Echéances relatives au financement participatif
- Précisions relatives au calcul des tarifs R1, R2, des tarifs d'indexation et d'ajustement
- Des indemnités de résiliation
- Les modifications des annexes financières
- Des conditions de raccordement
- Du cadre contractuel des travaux de développement et de raccordement programmés
- Des perturbations programmées et non programmées

1.4.2. Règlement de Service

Un règlement général de service est appliqué entre la communauté d'agglomération de Cergy Pontoise (CACP) et le délégataire du contrat de Délégation de Service Public sur la durée du contrat.

Ce règlement définit les rapports contractuels entre les abonnés et le délégataire ; il permet de prévoir notamment le régime des abonnements, les dispositions techniques relatives aux conditions de livraison de l'énergie calorifique, aux compteurs et les conditions de paiement. Concernant le régime des abonnements, il existe 2 régimes : le régime général et le régime subsidiaire. Les tarifications des contrats d'abonnement sont fixées selon deux périodes pour chaque régime :

- La période 1 : période entre la date de début d'exploitation et le 31 décembre 2021
- La période 2 : période démarrant à partir du 1^{er} janvier 2022

Les tarifs liés au contrat d'abonnement des régimes d'abonnement dépendent des termes R1 et R2.

Le terme R1 (€HT/MWh) est facturé sur la base des consommations en MWh enregistrées sur le poste de comptage Abonné de chaque Point de Livraison abonné.

Le terme R2 est relatif à la puissance souscrite (€HT/kW). Le Terme R2 est un élément fixe constitué de la somme des termes suivants :

- R2BASE ou R2GC ou R2SUBS : terme applicable respectivement aux Abonnés du régime général, aux Abonnés gros consommateurs (kW souscrit au-delà de 7000 kW) ou aux abonnés du régime subsidiaire ;
- R2ECS : terme applicable aux Abonnés ayant souscrit au service Eau Chaude Sanitaire, quel que soit le régime dont ils relèvent ;
- R2DE : terme applicable à tous les Abonnés ;
- R2s : ajustement de minoration permettant la restitution au travers du tarif de diverses recettes notamment liées aux subventions et à la valorisation des certificats d'économie d'énergie
- R2r : terme permettant le cas échéant l'ajustement du tarif pour intégrer le financement d'éventuelles

Ci-dessous une synthèse des termes applicables à chaque régime tarifaire :

Termes	Régime général				Régime subsidiaire	
	Tarif de base		Tarif gros consommateur au-delà de 7 000 kW		Tarif subsidiaire	
	Avec ECS	Sans ECS	Avec ECS	Sans ECS	Avec ECS	Sans ECS
R1	APPLICABLE					
R2 _{XX}	APPLICABLE (R2 _{BASE} ou R2 _{GC} ou R2 _{SUBS})					
R2 _{DE}	APPLICABLE					
R2 _{ECS}	APPLI-CABLE	NON APPLI-CABLE	APPLI-CABLE	NON APPLI-CABLE	APPLI-CABLE	NON APPLI-CABLE
R2 _S	APPLICABLE				NON APPLICABLE	
R2 _R	APPLICABLE					

FIGURE 3 : TERMES APPLICABLES A CHAQUE REGIME TARIFAIRE

1.4.2.1. Le régime général

Il comprend selon l'abonné un service chauffage ou un service chauffage et ECS. Il prend effet à compter de la date de début d'exploitation ou à compter du 1^{er} juillet 2020 pour les abonnés ayant souscrit à ce régime. Chaque sous-station alimentée par le réseau a souscrit à une police d'abonnement pour une durée de 10 ans renouvelable 1 fois pour une durée équivalente conformément à l'article 43.1.3.a du contrat de DSP. Les tarifs pour l'année 2021/2022 sont comme suit :

	Période 1	Période 2		
Ventes au 31/12/N-1 Corrigées des DJU		<368 GWh	368- 390 GWh	>390 GWh
R1 (€ HT/MWh) - valeur avril 2019	33,57	30,89	31,04	31,37

	Période 1	Période 2		
Ventes au 31/12/N-1 Corrigées des DJU		<368 GWh	368- 390 GWh	>390 GWh
R2_{BASE} (€ HT/kW)	68,96	67,55	63,01	62,79
R2_{ECS} (€ HT/kW)	3,53	3,53	3,53	3,53
R2_{DE} (€ HT/kW)	4,99	4,99	4,99	4,99
R2 (€ HT/kW) - valeur avril 2019	77,48	76,07	71,53	71,31

Pour le régime général, le tarif gros consommateur suivant s'applique à la place du tarif de base aux kW souscrits au-delà de 7 000 kW :

	Période 1	Période 2		
Ventes au 31/12/N-1 Corrigées des DJU		<368 GWh	368- 390 GWh	>390 GWh
R2_{GC} (€ HT/kW)	34,49	33,78	31,51	31,40
R2_{ECS} (€ HT/kW)	3,53	3,53	3,53	3,53
R2_{DE} (€ HT/kW)	4,99	4,99	4,99	4,99
R2 (€ HT/kW) - valeur avril 2019	43,01	42,30	40,03	39,92

1.4.2.2. Le régime subsidiaire

Le régime est contracté par les usagers qui n'ont pas souscrit au contrat d'abonnement du régime général à compter du 1^{er} juillet 2020 et qui ont approuvé les conditions du service du régime subsidiaire. A compter du 1^{er} juillet 2020, un contrat d'abonnement avec un tarif qui leur est proposé dans le cadre du régime subsidiaire :

	Période 1	Période 2		
Ventes au 31/12/N-1 Corrigées des DJU		<368 GWh	368- 390 GWh	>390 GWh
R1 (€ HT/MWh) - valeur avril 2019	33,57	30,89	31,04	31,37

	Période 1	Période 2		
Ventes au 31/12/N-1 Corrigées des DJU		<368 GWh	368- 390 GWh	>390 GWh
R2S_{UBS} (€ HT/kW)	89,65	87,82	81,91	81,63
R2ECS (€ HT/kW)	3,53	3,53	3,53	3,53
R2DE (€ HT/kW)	4,99	4,99	4,99	4,99
R2 (€ HT/kW) - valeur avril 2019	98,17	96,34	90,43	90,15

1.4.3. Polices d'abonnement

L'ensemble des sous-stations et leurs caractéristiques (puissance souscrite et puissance installée) sont fournis en partie 1.5.2.2 « Réseau de distribution ».

La répartition par type d'abonné à partir de la base client Cenergy¹ est présentée ci-après :

1.4.3.1. Régime général

Puissance installée au niveau des sous-stations (kW)	
Habitat	111 714
Tertiaire	56 647
Total	168 361 kW

1.4.3.2. Régime subsidiaire

Puissance installée au niveau des sous-stations (kW)	
Habitat	3 991
Tertiaire	2 649
Total	6 640 kW

¹ Document en date du 16/03/2021

1.4.3.3. Puissance souscrite par catégorie de sous-station sur l'année 2021/2022

Puissances souscrites des sous-stations (kW)	
Habitat (logement privé, public)	115 705
Autres (bâtiment secteur tertiaire, industrie, administratif...)	59 296
Total	175 001 kW

1.5. Productions

1.5.1. Production de chaleur

La production de chaleur du réseau de chauffage urbain de Cergy Pontoise est réalisée par la valorisation de la chaleur issue de l'usine d'incinération d'ordures ménagères (UIOM), de la chaufferie biomasse et de chaufferies au gaz.

L'UIOM et les chaufferies sont réparties sur 4 sites d'unités de productions :

- le site des Bellevues situé au 1 rue du Gros Murger 95310 Saint-Ouen-l'Aumône pour 100 MW_{th} de puissance produite. Elle compte 3 moyens de production : Echange avec l'UIOM, la chaufferie biomasse, chaufferie mixte gaz/FOD.
- le site des Linandes situé au 1 Boulevard de la Paix 95000 CERGY PONTOISE pour 100 MW_{th} de puissance produite. Elle a été mise en service en 2013. Elle compte 3 chaudières gaz, et 2 mixte GAZ/FOD.
- Les hauts de Marcouville totalisent une puissance thermique de 6 MW gaz
- La Centrale Axe Majeur l'Horloge composée de 2 chaudières gaz de puissance unitaire 9 MW.

Les chaufferies et l'UIOM totalise une puissance disponible thermique de 230 MW. La chaufferie des bellevues représente la chaufferie historique de Cergy Pontoise jusqu'à la mise en service de la chaufferie des Linandes.

1.5.1.1. L'usine d'incinération d'ordures ménagères (UIOM)

La puissance thermique disponible maximale de l'UIOM est de 36 MW. La puissance moyenne est de 30 MW. Cette chaleur est consommée par les abonnés et raccordée sur le feeder de liaison entre la chaufferie des Bellevues et l'UVE. Le réseau de l'UVE est en HP.

Elle est située au 1 rue du Gros Murger 95310 Saint-Ouen-l'Aumône.

1.5.1.2. Les Chaufferies biomasse et gaz/FOD sur le site des Bellevues



FIGURE 4 : PHOTO DE LA CHAUFFERIE BIOMASSE DE LA CENTRALE DES BELLEVUES

La puissance thermique biomasse de cette unité de production est de 30 MW. Son réseau est également en HP, mise en service en décembre 2010 et réceptionnée le 23 février 2012. Les caractéristiques de la chaudière à bois sont les suivantes :

- Marque : Leroux et Lotz Technologies
- Fluide : eau surchauffée
- Combustion : spreader stoker avec grille rotative refroidie
- Pression maximale de service : 25 bars
- Soupape de sûreté timbrée : 25 bars
- Température maximale d'eau surchauffée départ chaudière : 200°C
- Combustible : bois 25 à 55% Hr, granulométrie < 70*50*20 mm
- Traitement des fumées par multicyclones + filtres à manches

Le site des Bellevues comporte en plus également 2 chaudières mixtes (gaz et fioul domestique (FOD)) de 20 MW chacune en remplacement des chaufferies charbon et fioul lourd.

Demantèlement Chaufferie charbon et fioul lourd

La chaufferie charbon était composée d'une chaudière charbon à lit fluidisée de 52 MW et a été mise en service en 1982. Elle était située sur le site des Bellevues. Le site des Bellevues comportait également une chaufferie fioul lourd. Dans le cadre des objectifs du nouveau contrat DSP, les chaufferies charbon et fioul lourd ont été mises à l'arrêt depuis le 1^{er} octobre 2019 et démantelées depuis fin janvier 2021. **Ces chaufferies sont remplacées par 2 chaudières HP de 20 MW_{th} unitaires avec brûleurs mixtes fonctionnant au fioul domestique et au gaz naturel.**

1.5.1.3. Chaufferies Gaz et Gaz/Fod aux Linandes

Chaufferie gaz /Fod



FIGURE 5 : PHOTO AERIENNE DE LA CENTRALE DES LINANDES

Les chaudières au gaz et mixtes (Gaz/FOD) sont chacune d'une puissance thermique disponible de 20 MW. Sur le site de Linandes, il existe 2 chaudières mixtes gaz/FOD et 3 chaudières gaz. Elles ont été mises en service en 2013 afin d'équilibrer la répartition des puissances sur le réseau de chaleur, en produisant au plus près des besoins de Cergy Préfecture et de Saint Christophe, en anticipant l'arrêt du fioul à la chaufferie des Bellevues.

Les caractéristiques de la chaudière de 20 MW_{th} utilisée pour la chaufferie sont :

- Marque : STEIN Energy
- Fluide : eau surchauffée
- Puissance : 20 MW_{th}, minimum technique 3.3 MW_{th} au gaz, 6.6 MW_{th} au FOD
- Pression maximale de service : 25 bars
- Soupape de sûreté timbrée : 25 bars
- Température maximale d'eau surchauffée départ chaudière : 200°C
- Mise en service : 2013

1.5.1.4. Chaufferie des Haut de Marcouville

Cette chaufferie produit une capacité thermique de 6 MW.

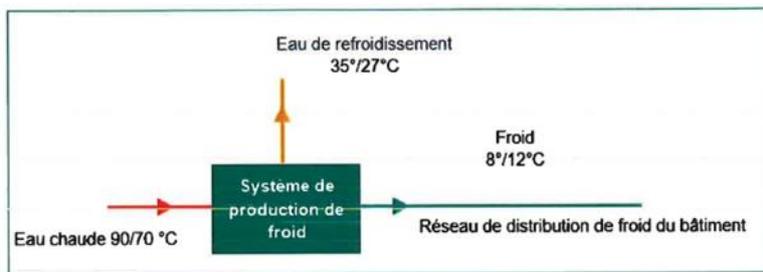
1.5.1.5. Chaufferie Saint Christophe

Cette chaufferie est composée de deux chaudières gaz de 9 MW unitaire.

1.5.2. Projet de production de froid

En plus du service de distribution et de livraison de chaleur à la communauté d'agglomération de Cergy-Pontoise (CACP), le délégataire a prévu dans le cadre de la DSP, la création de production d'eau glacée. Ce froid serait obtenu en utilisant la chaleur du réseau de chauffage urbain existant dans un système constitué de groupe à absorption installé dans la sous station chaud existante, à proximité du poste de livraison ou de production centralisée de froid.

La production de froid livrée aux abonnés serait issue de la chaleur renouvelable et de récupération produite par l'usine d'incinération d'ordures ménagères (UIOM).

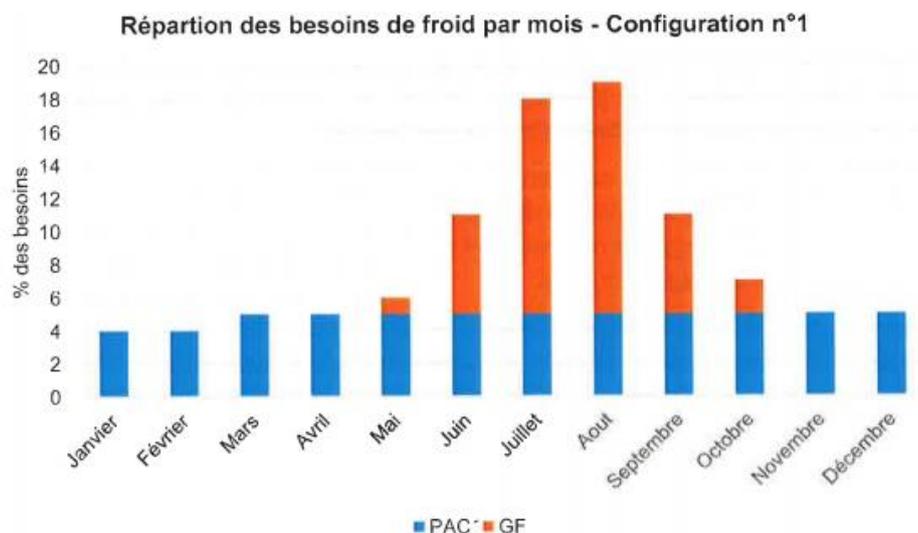


Cette production de froid ne modifiera pas les installations de transport et de distribution existante grâce à une production saisonnalisée de froid à partir du réseau.

Deux configurations sont prévues :

- soit la couverture entre 60% et 70% de froid dont la répartition moyenne des besoins de froid est :
- soit la couverture est de 100% des besoins

Les besoins de froid déjà identifiés sur le territoire de la commune de Cergy représente un potentiel de ventes frigorifiques de près de 19 GWh de froid.



1.5.2.1. Energie thermique de froid prévue à être livré

Potentiel	Nom	MWhf	Date de raccordement
Fort	3M	2 000	
Fort	Préfecture	1 640	
À venir	Bureaux Le Montaigne	465	2024
Fort	ESSEC (Futur)	135	
À venir	ESSEC (Existant)	590	2020
À venir	Ordinal	1 390	2024
À venir	CAP Cergy C1	100	2020
À venir	CAP Cergy C2	465	2020
À venir	CAP Cergy A et B	604	
Fort	CAF	433	
À venir	Etoile NIELSEN	945	2019
À venir	Bureaux le Grand Axe	930	2024
Fort	Sogé 2000	472	
À venir	Tour EDF	807	2025
À venir	CIC (Le Victorien)	1 395	2025
Fort	Centre Commercial des 3 Fontaines	3 590	
À venir	Hôtel Mercure (Les Chênes)	75	2019
Fort	Futur Siège d'un industriel (en face du bât. Montaigne)	1 746	
Fort	Tertiaire pontoise Tranche 1	700	
À venir	Tertiaire pontoise Tranche 2	393	
Total		18 875	

1.5.2.2. Hypothèses de puissance

	Puissance installée (kW)	Puissance appelée (kW)	Puissance souscrite (kW)
3M	2 700	2 344	2 392
Préfecture	2 000	1 823	1 860
Le Montaigne	600	510	520
ESSEC (bat. Existant)	735	670	684
Ordinal	2 700	1 100	1 120
Cap Cergy C1		196	200
Cap Cergy C2	417	412	420
Bureau Le Grand Axe	872	823	840
CAF	497	377	385
Etoile Nielsen	1 013	936	955
CIC	1 288	1 235	1 260
Centre commercial	10 770*	6 370	6 500
Sogé 2000		451	460
Cap Cergy A et B		1 215	1 240
EDF		841	860
Hôtel Mercure		105	107
Siège industriel		1 617	1 650
Tertiaire Pontoise 1		813	830
Tertiaire Pontoise 2		461	470
ESSEC Fut.		274	280
TOTAL			23 133 kW

1.6. Réseau et distribution

1.6.1. Réseau historique

Au démarrage de la délégation de service public en 2006 avec l'ancien délégataire, le réseau avait une longueur de 39 050 mètres linéaires (circuit aller). Le nombre de sous-stations d'échange et de distribution était de 255.

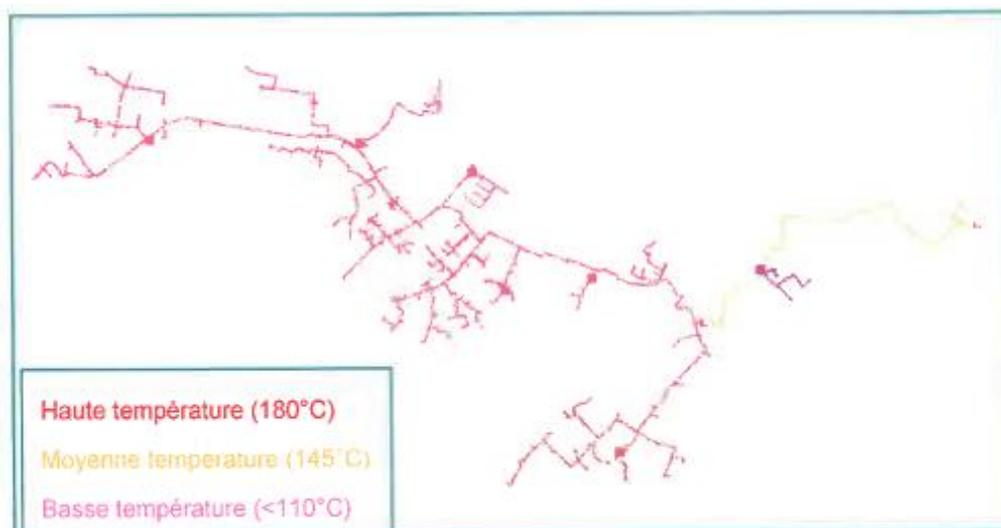
Le service public de chauffage urbain desservait à la prise d'effet de la délégation de service public, environ 32 000 équivalents logements pour une consommation utile de 330 956 MWh pour 2414 DJU. En 2006, les logements équivalents étaient répartis de la manière suivante, 85% de logements collectifs, 1% de logements individuels et 14% d'équipements/tertiaires/industries.

1.6.2. Réseau de distribution actuel

Le réseau se présente sous la forme :

- D'antennes sous haute pression (HP) où le fluide primaire est de l'eau surchauffée :
 - o Température maximale de production : 190°C
 - o Température livraison chauffage primaire maximale : 190°C
 - o Température livraison chauffage secondaire maximale : 90°C
 - o Température production ECS : 60°C +0°C/-5°C
- D'une antenne haute pression (HP) assurant la livraison avec l'Usine (UIOM)
- D'antennes sous basse pression (BP) où le fluide primaire est de l'eau chaude :
 - o Température maximale de production : 109°C
 - o Température livraison chauffage primaire maximale : 109°C
 - o Température livraison chauffage secondaire maximale : 90°C
 - o Température production ECS : 60°C +0°C/-5°C

La chaleur est distribuée par un réseau de chaleur de plus de 56 km fonctionnant principalement en eau surchauffée (HP), à des températures de départ variables de 190°C à -7°C extérieur à 125°C en été :



- Ci-dessous les longueurs des canalisations :

DN	Existant HP (1)	Existant BP (2)	TOTAL
DN 20	0	0	0
DN 25	0	0	0
DN 32	67	78	83
DN 40	827	151	907
DN 50	2 141	189	2 214
DN 65	4 206	826	5 378
DN 80	3 224	550	3 476
DN 100	6 710	1 442	8 136
DN 125	3 536	2 690	5 573
DN 150	4 076	1 024	4 980
DN 175	1 874	77	1 757
DN 200	1 759	2 621	4 362
DN 250	5 088	2 084	7 153
DN 300	6 604	38	6 781
DN 350	0	0	0
DN 400	1 081	920	2 002
DN 450	3 317	0	3 318
DN 500	0	0	0
TOTAL	44 511	12 690	57 201

1. La longueur du réseau HP prend en compte le feeder entre l'UVE et la chaufferie des Bellevues de 4 150 ml en DN 300.
2. La longueur des réseaux BP n'est pas exhaustive, toutes les données ou même cheminement des réseaux terminaux ne figurant pas dans les documents joints au DCE.

Le volume du réseau est d'environ 5 000 m³.

Le réseau de distribution actuel géré par la société Cenergy, du groupe Coriance comporte 367 sous-stations (primaires et secondaires confondues). Il alimente 33 000 équivalents logements sur le territoire. Il s'étend actuellement sur 57 000 mètres linéaires.

1.6.2.1. Répartition des abonnés en fonction des puissances souscrites par usage

Usage (habitation/autre) (GENERAL)	Nombre	Puissances souscrites
Associations Privé	1	74
Autres établissements Publics	8	1552
Autres Privé	8	1583
Commerces Privé	8	6267
Culture, Sport & Bien Être Privé	3	2820
Culture, Sport & Bien Être Public	9	2150
Enseignement Privé	3	3829
Enseignement Public	44	13559
Entreprises privées	26	17307
Établissements Publics	12	6513

Justice Public	1	120
Logements Privés	220	109732
Logements Publics	5	1982
Piscine, centre aquatique Public	1	873
Total bâtiments	349	168361
Total Habitat (logements privés, publics)	225	111714
Total autres bâtiments (industrie, tertiaire, administratifs)	124	56647

Usage (habitation/autre) (Subsidaire)	Nombre	Puissances souscrites
Associations Privé	0	0
Autres établissements Publics	0	0
Autres Privé	0	0
Commerces Privé	2	355
Culture, Sport & Bien Être Privé	0	0
Culture, Sport & Bien Être Public	0	0
Enseignement Privé	1	48
Enseignement Public	2	861
Entreprises privées	1	1385
Établissements Publics	0	0
Justice Public	0	0
Logements Privés	12	3991
Logements Publics	0	0
Piscine, centre aquatique Public	0	0
Total bâtiments	18	6640
Total Habitat (logements privés, publics)	12	3991
Total autres bâtiments (industrie, tertiaire, administratifs)	6	2649

Usage (habitation/autre) (GENERAL + SUBSIDIAIRE)	Nombre	Puissances souscrites
Associations Privé	1	74
Autres établissements Publics	8	1552
Autres Privé	8	1583
Commerces Privé	10	6622
Culture, Sport & Bien Être Privé	3	2820
Culture, Sport & Bien Être Public	9	2150
Enseignement Privé	4	3877
Enseignement Public	46	14420
Entreprises privées	27	18692
Établissements Publics	12	6513
Justice Public	1	120
Logements Privé	232	113723
Logements Publics	5	1982
Piscine, centre aquatique Public	1	873
Total bâtiments	367	175001
Total Habitat (logements privés, publics)	237	115705
Total autres bâtiments (industrie, tertiaire, administratifs)	130	59296

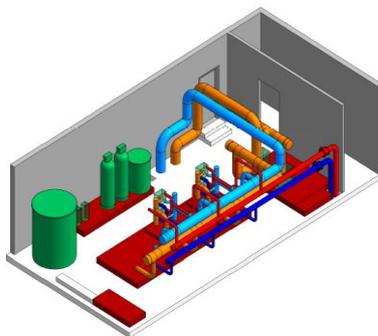
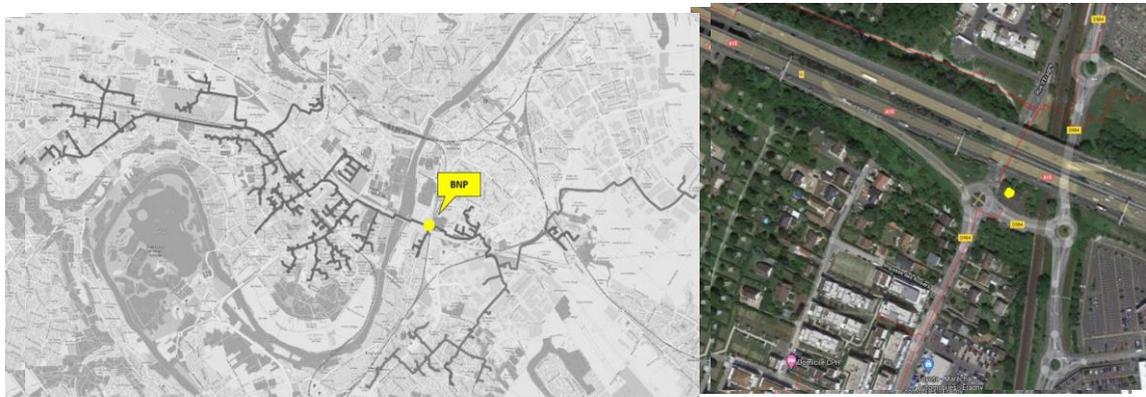
1.6.2.2. Evolution du réseau

Le réseau est passé depuis 2006 de 255 à 367 sous-stations en 2021. De futurs travaux sont également prévus pour des extensions de réseau, le renouvellement, le passage en BP et la création de nouvelles canalisations. Les objectifs d'évolution du réseau sont détaillés dans la **partie 1.2.2 et 1.8** de ce présent document.

1.6.2.3. Description des sous-stations

1.6.2.4.1. Modèle de sous-station de transfert HP/BP

Le modèle de sous-station décrite est localisé comme suit :



Ses caractéristiques sont :

Dimension locale (cm)	Longueur : 1040 ; largeur : 560 ; hauteur : 340
Adresse	Rue du Bas Noyer 95000 Cergy
GPS	49°02'02.6"N 2°06'04.1"E
Type de bâtiment	Sous station de transfert HP/BP

Le schéma de principe existant de cette sous-station pour le chauffage urbain se présente comme-suit :

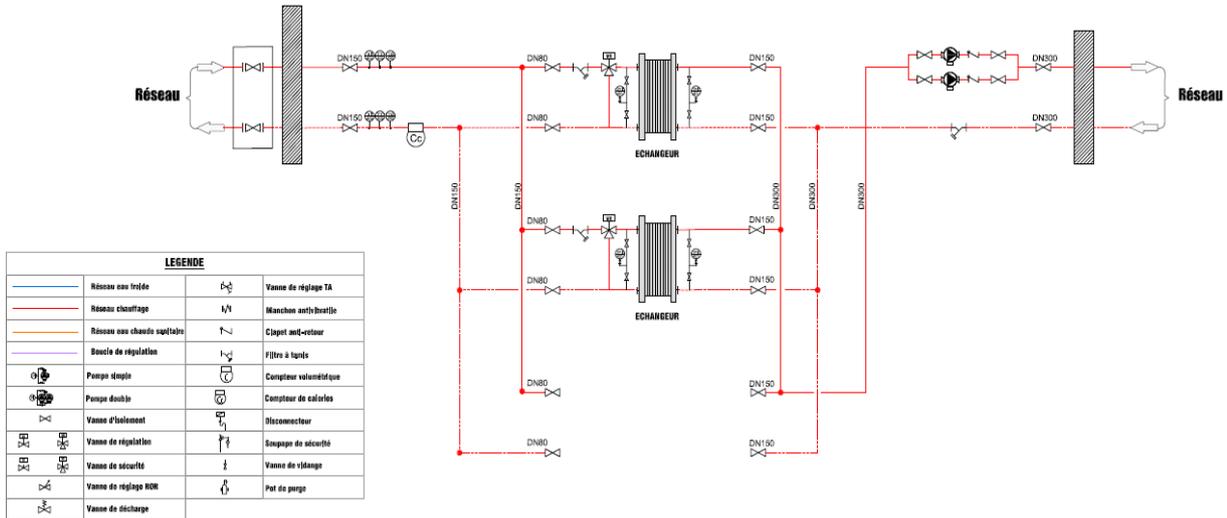
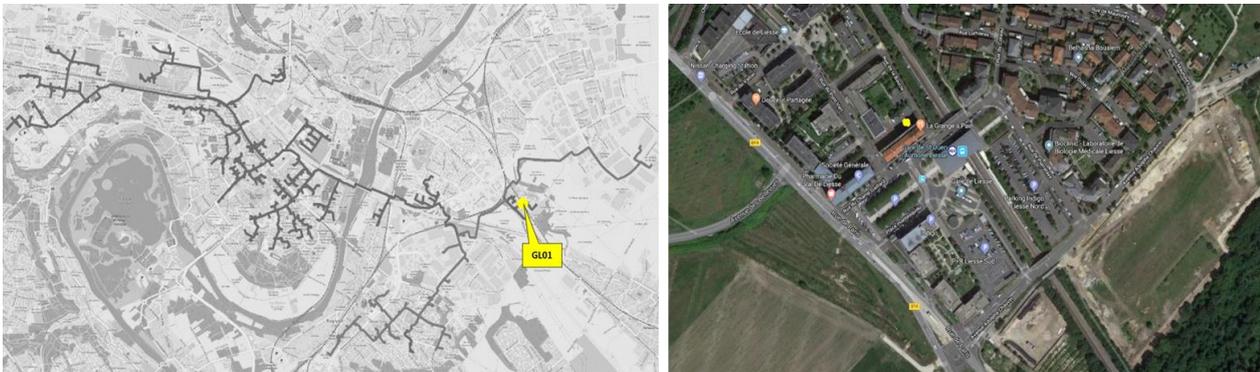


FIGURE 6 : SCHEMA PRINCIPLE D'UNE SOUS-STATION

1.6.2.4.2. Modèle de sous-station abonné GL01

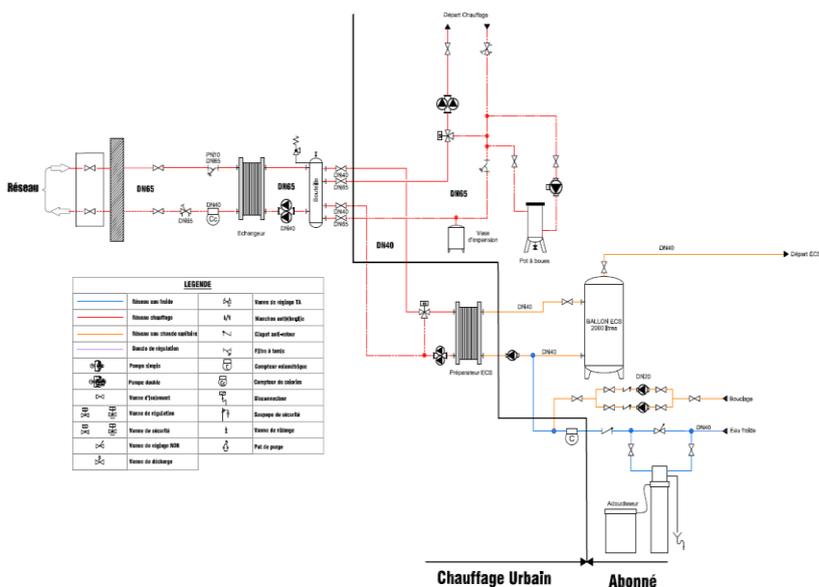
Le modèle de sous-station décrite est localisé comme suit :



Ses caractéristiques sont :

Dimension locale (cm)	Longueur : 445 ; largeur : 492 ; hauteur : 266
Adresse	Rue du Champ Gaillard 95310 St Ouen l'Aumône
GPS	49°02'03.1"N 2°07'38.7"E

Le schéma de principe existant pour le chauffage urbain d'un logement social est :



1.6.3. Bilan énergétique du réseau actuel

1.6.3.1. Bilan production réel

PRODUCTION	Thermique totale	MWh utiles	2 019	405 466
		MWh utiles	2 020	375 961
MOYENS DE PRODUCTION	FOD Bellevues (Hyp 86% rend)	MWh utiles	2 019	425
			2 020	3 274
	GAZ Bellevues (Hyp 90% rend)	MWh utiles	2 019	0
			2 020	0
	BIOMASSE Bellevues	MWh utiles	2 019	78 791
			2 020	90 280
	CHARBON Bellevues	MWh utiles	2 019	50 702
			2 020	0
	AURORE Chaleur UVE	MWh utiles	2 019	176 123
			2 020	179 241
	FOD Linandes (Hyp 89% rend)	MWh utiles	2 019	0
			2 020	0
	GAZ Linandes (Hyp 90% rend)	MWh utiles	2 019	98 674
			2 020	103 166
GAZ Marcouville (Hyp 90% rend)	MWh utiles	2 019	751	
		2 020	0	
<u>Atteinte engagement annuel UIOM</u> <u>(165 GWh Annuel)</u>		% cumulé annuel	2 019	107
			2 020	109
PERTES RESEAUX		MWh	2 019	70 138
			2 020	59 150
		%	2 019	17,30%
			2 020	15,73%
MIX ENR		%	2 019	62,87%
			2 020	71,69%

1.6.3.2. Consommation totale de chaleur livrée aux abonnés

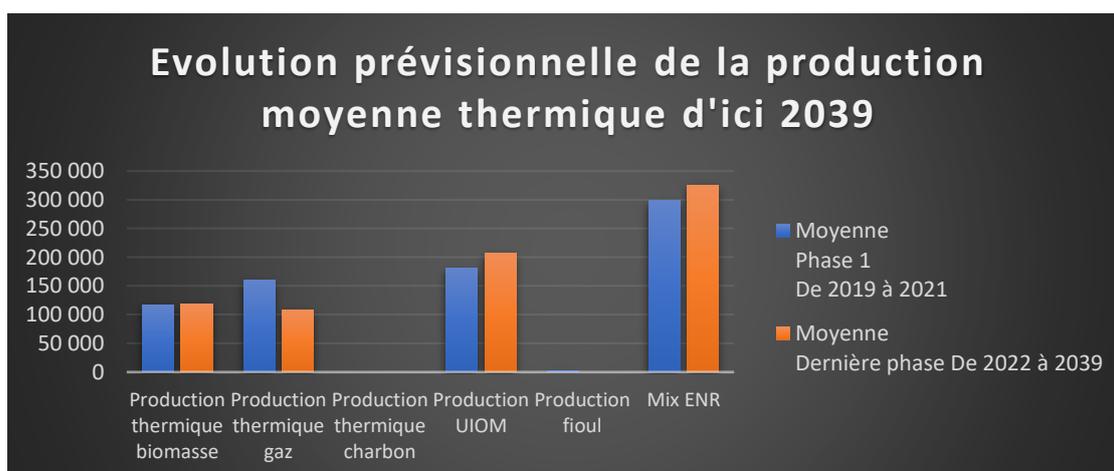
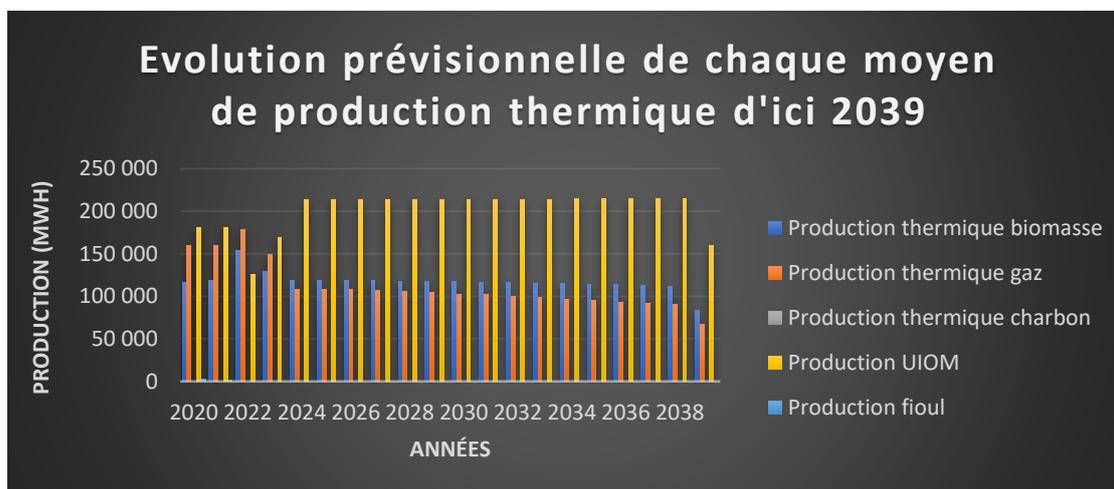
Années	Phase 1	Phase 2
Consommation totale de chaleur livrée (MWh)	351 884	357 505

1.6.3.3. Consommations d'énergie primaire

Le tableau suivant récapitule les consommations thermiques par moyen de production

			2019	2020
Consommation	Electricité	MWh	4 558	5 187
	FOD	MWh PCI	549	4 041
	GAZ	MWh PCS	0	0
	BIOMASSE	MWh PCI	81 968	116 034
	CHARBON	MWh PCI	64 711	0
	AUORE	MWh PCI	176 123	179 241
	FOD	MWh PCI	0	0
	GAZ	MWh PCS	121 819	127 366
	GAZ	MWh PCS	927	0
Total Consommation d'énergie primaire sans électricité (MWh)			446 097	426 683

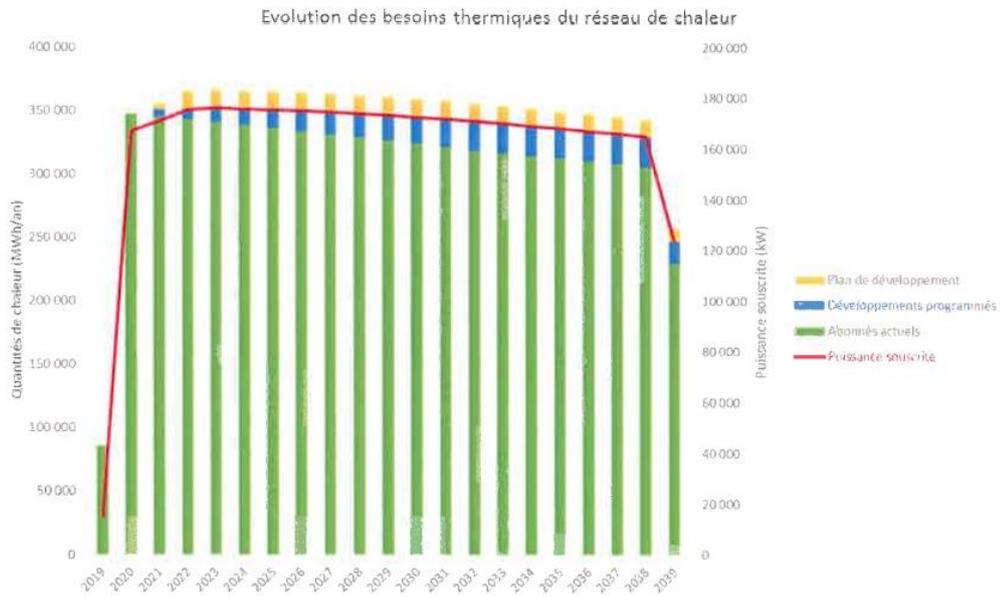
1.6.3.4. Evolution prévisionnelle de la production thermique d'ici 2039



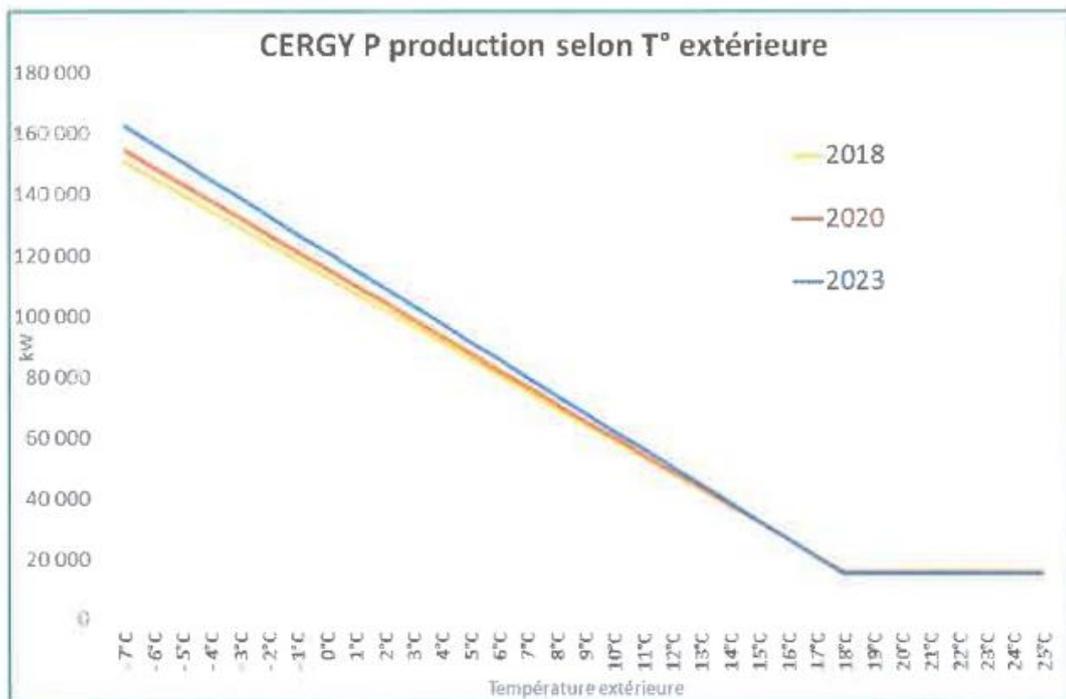
D'ici 2039 :

- La production ENR (biomasse, UIOM) augmentera de 9%
- la production de charbon et celle du fioul ne seront plus disponibles
- La production de gaz non vert diminuera de 33%

1.6.4. Evolutions prévisionnelles des besoins thermiques de la chaleur



1.6.5. Courbe de puissance appelée en fonction de la température extérieure

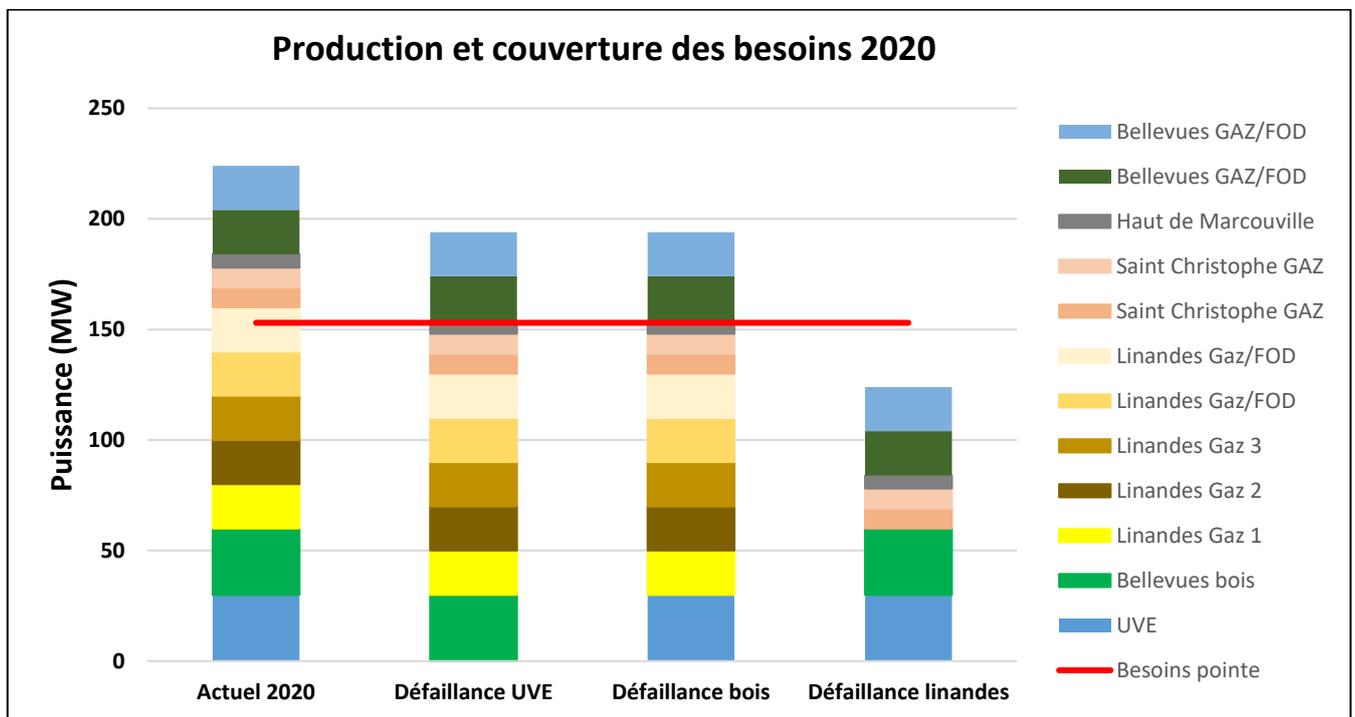


1.6.6. Evolutions des puissances maximales appelées

	2020	2021	2023	2039
Conso chauffage (MWh/an)	280 998	286 812	295 740	264 358
Conso ECS (MWh/an)	67 404	69 768	71 640	77 433
Conso Totale (MWh/an)	348 402	356 580	367 380	341 791
PMA (kW)	191 579	197 327	198 326	204 556
P moy ECS (kW)	8 426	8 721	8 955	9 679
PMA ch (kW)	183 154	189 475	193 877	181 620
Coef foisonnement chauffage	74,00%	74,50%	75,00%	75,00%
P max foisonnée abonnés (kW)	143 959	149 880	154 363	145 894
P déperdition réseaux (kW)	9 300	6 500	6 500	6 657
P max production (kW)	153 259	156 380	160 863	152 551

1.6.7. Etat des lieux actuels de la production, défaillance, couverture des besoins

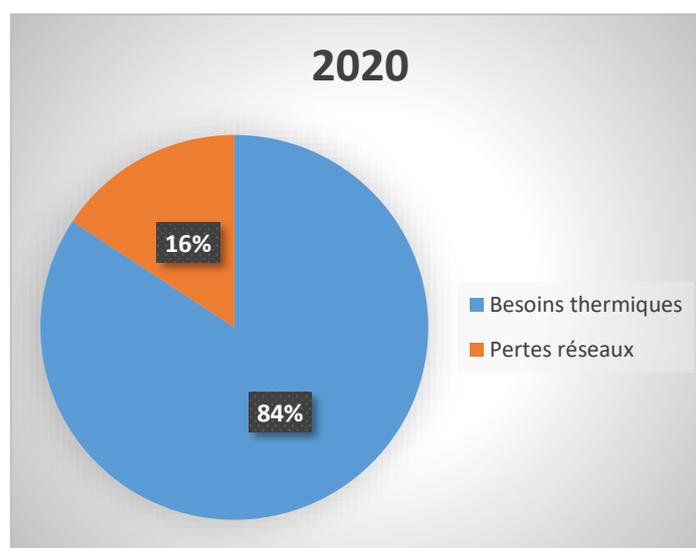
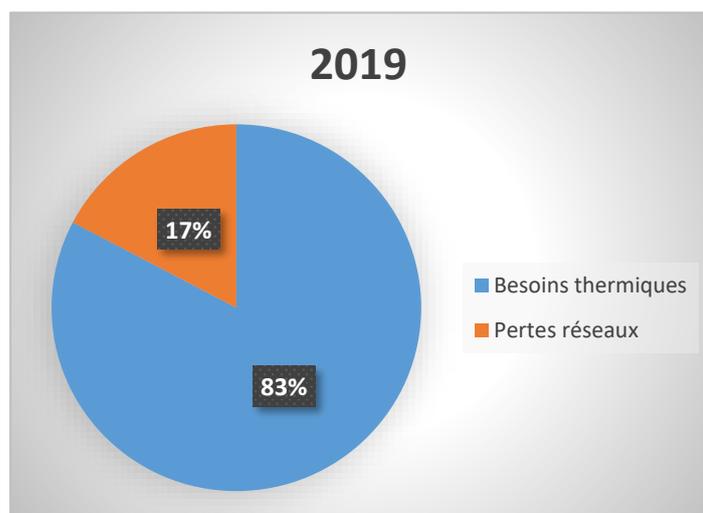
	Actuel 2020	Défaillance UVE	Défaillance bois	Défaillance linandes
UVE	30	0	30	30
Bellevues bois	30	30	0	30
Bellevues GAZ/FOD	20	20	20	20
Bellevues GAZ/FOD	20	20	20	20
Linandes Gaz 1	20	20	20	0
Linandes Gaz 2	20	20	20	0
Linandes Gaz 3	20	20	20	0
Linandes Gaz/FOD	20	20	20	0
Linandes Gaz/FOD	20	20	20	0
Saint Christophe GAZ	9	9	9	9
Saint Christophe GAZ	9	9	9	9
Haut de Marcouville	6	6	6	6
Total	224 MW	194 MW	194 MW	124 MW
Couverture besoins	146%	127%	127%	81%
Taux de couverture	-7°C	-7°C	-7°C	-7°C



1.6.8. Répartition des besoins et pertes réseaux

	2019	2020
Besoins thermiques (MWh)	335 392	316 826
Pertes réseaux (MWh)	70 138	59 150

Ci-dessous la répartition des besoins pour la mise en évidence des pertes réseaux :



1.7. Contexte économique

Les valeurs tarifaires et économiques de cette partie 1.6 proviennent du compte d'exploitation prévisionnel (**Annexe 25A**) qui détaille l'étude économique et financière prévisionnelle de ce projet.

1.7.1. Structure tarifaire

La valeur de base du prix de vente de l'énergie calorifique est déterminée par la formule :

$$R = R1 \times \text{nombre de MWh consommés par l'abonné} + R2 \times \text{puissance souscrite}$$

Une description détaillée des termes R1 et R2 se retrouve dans l'article 30 du règlement de service associé au contrat DSP base tarifaire avril 2019.

On trouvera ci-dessous l'évolution des tarifs R1 et R2 durant le contrat DSP CENERGY :

Années	Moyenne Phase 1 2019-2021	Moyenne Dernière phase 2022-2039
Prix moyen R1 (€ HT/MWh_ef)	34	31
Prix moyen R2 (€ HT/kW)	77	73

1.7.1.1. Terme proportionnel R1

Description du terme R1

Le terme R1 est Le Terme R1 est proportionnel aux consommations d'énergie (en €HT/MWh). Il permet notamment de financer les charges variables du service, dont les coûts d'achats des combustibles. Le Terme R1 est facturé sur la base des consommations en MWh enregistrées sur le Poste de comptage Abonné de chaque Point de Livraison Abonné.

La valeur unitaire du Terme R1 servant de base à la facturation des MWh fournis s'établit comme suit étant précisé que :

- la période 1 couvre la période allant de la Date de Début d'Exploitation (2019) à décembre 2021
- la période 2 couvre la période allant du 1^{er} janvier 2022 au terme, normal ou anticipé, du Contrat de Délégation de Service Public (2022-2039)

Composition du terme R1

Les redevances R1, représentatives des coûts des combustibles, sont réactualisées sur la base d'une somme pondérée de paramètres représentatifs de l'évolution des coûts et tarifs des énergies utilisées, à savoir la chaleur valorisée à l'UVE puis injectée sur le réseau, le gaz et la biomasse :

$$R1 = a \times R1_{IN} + b \times R1_{BO} + c \times R1_{GA} + d \times R1_{FI} + R1_{quotas} + R1_{ELEC}$$

Où selon les périodes et les tranches de consommation :

Ventes au 31/12/N-1 Corrigées des DJU	Période 1	Période 2		
		<368 GWh	368-390 GWh	>390 GWh
R_{IN} (€ HT/MWh)	27,76	26,15	26,12	26,17
<i>a</i>	42,19%	50,79%	48,88%	46,48%
R_{BO} (€ HT/MWh)	28,36	26,43	26,4	26,45
<i>b</i>	23,58%	25,16%	25,13%	24,77%
R_{GA} (€ HT/MWh)	36,39	36,87	36,48	36,18
<i>c</i>	33,80%	24,05%	25,99%	28,75%
R_{FI} (€ HT/MWh)	98,42	-	-	-
<i>d</i>	0,43%	-	-	-
R_{QUOTAS} (€ HT/MWh)	0,90	0,62	0,71	0,83
R_{ELEC} (€ HT/MWh)	1,55	1,47	1,45	1,42
R1 (€ HT/MWh) – valeur avril 2019	33,57	30,89	31,04	31,37

FIGURE 7 : COMPOSITION DU TERME R1 (ISSU DU CONTRAT DE DSP)

1.7.1.2. Terme fixe R2

Description du terme R2

Le terme R2 représente la partie fixe de la facturation, proportionnelle à la puissance souscrite par chaque abonné.

Le Terme R2 est constitué de la somme des termes suivants :

- R_{2BASE} ou R_{2GC} ou R_{2SUBS} : terme applicable respectivement aux Abonnés du régime général, aux Abonnés gros consommateurs (Kw souscrit au-delà de 7000 Kw) ou aux abonnés du régime subsidiaire ;
- R_{2ECS} : terme applicable aux Abonnés ayant souscrit au service Eau Chaude Sanitaire, quel que soit le régime dont ils relèvent ;
- R_{2DE} : terme applicable à tous les Abonnés ;
- R_{2s} : ajustement de minoration permettant la restitution au travers du tarif de diverses recettes notamment liées aux subventions et à la valorisation des certificats d'économie d'énergie
- R_{2r} : terme permettant le cas échéant l'ajustement du tarif pour intégrer le financement d'éventuelles

Composition du terme R2

La redevance R2, est réactualisée sur la base d'une somme pondérée de paramètres qui correspondent respectivement à un terme fixe et des indices qui reflètent la structure du compte d'exploitation.

Pour les abonnés qui ont souscrit pour la consommation uniquement de chauffage, le terme R2 se calcule de la manière suivante :

$$R2 = R2_{BASE} + R2_{DE} + R2_s + R2_r \text{ pour les abonnés du régime général}$$

$$R2 = R2_{GC} + R2_{DE} + R2_s + R2_r \text{ pour les abonnés gros consommateur (GC)}$$

$$R2 = R2_{SUBS} + R2_{DE} + R2_s + R2_r \text{ pour les abonnés du régime subsidiaire}$$

Pour les abonnés qui ont souscrit pour la consommation uniquement de chauffage et d'ECS, le terme R2 se calcule de la manière suivante :

$$R2 = R2_{BASE} + R2_{ECS} + R2_{DE} + R2_s + R2_r \text{ pour les abonnés du régime général}$$

$$R2 = R2_{GC} + R2_{ECS} + R2_{DE} + R2_s + R2_r \text{ pour les abonnés gros consommateur (GC)}$$

$$R2 = R2_{SUBS} + R2_{ECS} + R2_{DE} + R2_s + R2_r \text{ pour les abonnés du régime subsidiaire}$$

1.7.2. Recettes annuelles

Les recettes concernent :

- R1 : élément proportionnel aux ventes de chaleur, à la mixité énergétique réelle ;
- R2 : élément fixe proportionnel aux puissances souscrites.

Les recettes moyennes previsionelles annuelles durant le contrat DSP sont :

Années	Moyenne Phase 1 2019-2021	Moyenne Dernière phase 2022-2039
Ventes de chaleur (MWh)	351 884	357 505
Puissances souscrites (kW)	144 409	169 426
Total recettes R1 (€ HT)	11 813 536	11 042 844
Total recettes R2 (€ HT)	11 060 532	12 419 083
Total produits (€ HT)	23 488 321	23 764 475

Les produits sont la somme des recettes annuelles, de la vente d'électricité, des produits financiers, des CEE, subventions, des produits financiers, de la gestion liaison UVE, des frais d'accès au service non remboursable.

1.7.3. Coûts annuels

L'exploitant du réseau a plusieurs postes de dépenses :

- Achats d'énergie :
 - Achats biomasse, gaz, charbon, UIOM, fioul, autres ;
 - Achat électricité force motrice ;
 - Achat eau et produits de traitement ;
 - Achat cendres ;
 - Achat quotas CO2 ;
- Charges liées à l'exploitation et la maintenance :
 - Travaux sous-traités ;
 - Assurances ;
 - Maintenance et entretien ;
 - Frais de contrôles légionnelles supplémentaires ;
- Charges liées au gros entretien et renouvellement :
 - Travaux de réparation (gros entretien) ;
 - Travaux de renouvellement ;
- Frais généraux :
 - Personnel extérieur à l'entreprise ;
 - Frais de siège ;
 - Frais société dédiée ;
 - Frais de communication et d'information des usagers ;

- Frais de conseil/relation abonnés ;
- Autres charges (banques) ;
- Impôts et taxes :
 - CET (CFE + CVAE) ;
 - Contribution sociale de solidarité des sociétés ;
 - Taxe foncière ;
 - TGAP ;
 - CFE (CET) ;
 - CVAE (CET) ;
- Charges de personnel :
 - Rémunération de personnel
 - Charges de personnel
- Autres charges :
 - Dette résiduelle-ancien contrat
 - RODP
 - Redevance pour frais de contrôle
 - Fonds d'aide précarité énergétique
 - Fonds d'aide audits énergétiques
- Dotations aux amortissements et provisions

En référence au compte d'exploitation prévisionnelle associé au contrat DSP, les coûts annuels s'estiment à :

Années	Moyenne Phase 1 2019-2021	Moyenne Dernière phase 2022-2039
Achats d'énergie (€ HT)	12 103 560	11 118 274
• Achat biomasse (€ HT)	2 235 976	2 257 966
• Achats Gaz (€ HT)	4 344 025	3 111 871
• Achats Charbon (€ HT)	0	0
• Achats UIOM (€ HT)	4 121 882	4 747 491
• Achats fioul (€ HT)	148 114	0
• Achats autres (€ HT)	0	0
• Electricité force motrice (€ HT)	545 907	524 788
• Eau et produits de traitements (€ HT)	271 901	135 791
• Cendres (€ HT)	117 683	118 840
• Quotas CO2 (€ HT)	318 072	221 526
Exploitation et maintenance (€ HT)	1 123 937	1 125 936
• Travaux sous-traités	430 637	406 746
• Assurances	180 000	180 000
• Maintenance et entretien	495 300	521 189

• Frais de contrôles légionnelles supplémentaires	18 000	18 000
Gros entretien et renouvellement (€ HT)	2 042 131	1 687 570
• Travaux de réparations (gros entretien)	1 022 479	664 734
• Travaux de renouvellement	1 019 652	1 022 836
Frais généraux (€ HT)	842 122	677 526
Impôts et taxes (€ HT)	496 300	508 915
Charges de personnel (€ HT)	1 847 262	1 434 762
Autres charges (€ HT)	3 119 474	740 307
Dotations aux amortissements et provisions (€ HT)	3 767 398	3 332 173
Charges annuelles (€ HT)	25 809 514	21 515 906

1.7.4. Résultat net

Années	Moyenne Phase 1 2019-2021	Moyenne Dernière phase 2022-2039
Résultat d'exploitation (€ HT)	-1 853 863	3 139 020
Résultat financier (€ HT)	-467 330	-890 447
Résultat exceptionnel (€ HT)	0	0
Résultat net (€ HT)	-2 321 193	1 747 583

1.8. Evolution / travaux envisagés sur le réseau de la communauté d'agglomération de Cergy Pontoise

L'annexe 10.B.0, l'annexe de l'avenant 1 et l'annexe 10.B.A du contrat DSP détaillent les extensions réseau et les travaux programmés. Ci-après les éléments essentiels retenus sur l'extension et les travaux programmés :

Un programme de travaux est prévu dans le cadre du contrat DSP dont les étapes sont :

- L'implantation de chaudières provisoires fonctionnant au FOD sur le site des bellevues et arrêt du charbon
- Démantèlement des équipements fioul lourd et charbon du site des bellevues (démantèlement de la chaudière charbon de 56 MW PCI et de la chaufferie fioul lourd dont 2 chaudières de 56MW PCI et 2 autres de 20MW PCI qui sont déjà à l'arrêt)
- Le traitement de l'amiante et la dépollution des chaufferies charbon, fioul lourd et des cheminées
- Fiabilisation du process biomasse de la chaufferie des bellevues (dont mise en place d'une 2^{ème} chaîne d'approvisionnement bois comprenant un 2^{ème} silo)
- Passage en BP de la chaufferie des linandes et ajout d'une 5^{ème} chaudière
- Implantation définitive des chaudières provisoires à l'intérieur du bâtiment principal des bellevues et passage au gaz
- Passage de la chaufferie des bellevues en autocontrôle
- Passage en BP de l'antenne de Cergy et Pontoise (comprenant les travaux sur le réseau y compris le maillage, et en sous-stations)
- Construction d'une chaufferie de la sous-station d'échange HP/BP de saint Christophe
- Passage en BP de l'antenne d'Eragny (comprenant les travaux sur le réseau et en sous-station)
- Rénovation des antennes de Cergy, d'Eragny et de Saint Christophe
- Mise en place de l'instrumentation dans l'ensemble des sous-stations
- Déploiement d'outils d'aide à l'exploitation et d'outils de systèmes d'informations
- Déploiement d'outils de communication
- Construction du musée de l'énergie et réalisation d'un projet artistique à la chaufferie des bellevues

1.8.1. Synthèse des travaux de modernisation de la chaufferie biomasse des bellevues

Travaux	Coûts (k€)*	Disponibilité	Débit	Sécurité	Combustion
Nouvelle ligne d'approvisionnement biomasse	2 700 k€	++	+++	++	
Trémie tampon	590 k€	+++	+	++	++
Contrôle/commande	60 k€			+	++
Nouveau cribleur	100 k€		+++		
Passage en autocontrôle	115 k€	++		++	
Charge thermique	115 k€	++		++	
Système de déNOx	430 k€				+++
Remplacement du système de dépotage	200 k€	+++	+++		
TOTAL	4 310 k€				

**Hors frais annexes*

FIGURE 8 : ESTIMATION D'INVESTISSEMENT CENERGY

1.8.2. Travaux prévus sur la chaufferie des Linandes et de Saint Christophe

- Ajout d'une 5^{ème} chaudière de 20 MW afin de compléter la puissance thermique du site des linandes à 100 MW et permettre la continuité du service. Cette opération est déjà réalisée.
- Le passage en basse température du régime d'eau surchauffée (190°C) au régime d'eau chaude (110°C)
- La sous-station ex-géothermie va être transformée en chaufferie d'appoint-secours pour les secteurs de Saint Christophe et Closbilles. **A cet effet, 2 chaudières gaz de 9 MW seront mises en place afin de couvrir la totalité des besoins en pointe et en secours.**

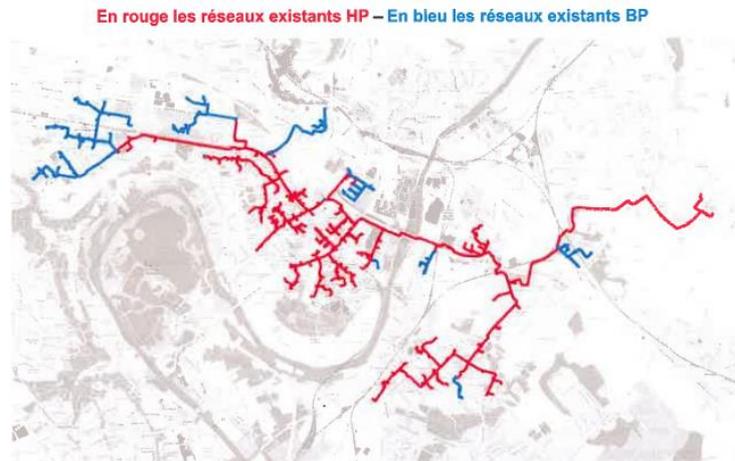
1.8.3. Travaux sur le réseau de transport et de distribution (dont le passage en BP)

Les travaux concernent le plan de rénovation et de développement prévu est :

- Passage en basse température du réseau principal et d'Eragny
- Des réseaux sont prévus d'être renouvés sur la base de l'analyse de l'historique de fuites et de thermographies réalisée et des témoignages recueillis lors de l'audit technique de ces réseaux
- La rénovation de tronçons sensibles (plus de 25 km qui seront renouvés durant la DSP, soit plus de la moitié du réseau HP)
 - Développement et entretien du secteur nord-est, nord-ouest, sud de l'Oise
 - Renouvellement du réseau secteur Sud (Eragny et Nord-Ouest de l'Oise (Saint Christophe))
- Un plan de développement commercial et programmé est prévu et a été détaillé dans la partie 1.2.2 de ce présent document. Ce plan permettra le raccordement d'une centaine d'abonnés au travers de 7638 ml de réseau

1.8.4. Travaux sur les points de livraison (dont le passage en BP)

Le réseau de chaleur se développe depuis la chaufferie des bellevues jusqu'au quartier de Saint Christophe, la chaufferie des linandes assurant l'appoint et le secours :



Le réseau de chaleur fonctionne en eau surchauffée à température de départ et de débit variable avec des vannes 2 voies au primaire. Il desservira 360 abonnés dont :

- 185 en haute température dont 1 sur le feeder UVE et 31 à Eragny sur Oise
- 175 en basse température (<110°C), alimentés par 8 sous-stations de transfert HP/BP, ou derrière des postes abonnés HT ou BT

224 abonnés sont alimentés en eau chaude sanitaire par des préparateurs intégrés au patrimoine du service public dont :

- 139 productions semi-instantanées
- 46 productions par ballons à accumulation
- 25 productions instantanées
- 10 productions instantanées avec ballon tampon primaire
- 3 productions semi-instantanées avec ballon tampon primaire
- 1 avec production combinée semi-instantanée + ballon à accumulation

Un secours sur les sous-stations intermédiaires est prévu via des chaudières mobiles raccordées au secondaire des réseaux intermédiaires Saint Christophe, Liesse II, Bas Noyer, Saint Martin pour la continuité de service pendant des travaux ou en cas de problèmes d'une particulière importance sur le réseau.

1.8.5. Dates contractuelles de mise en service des travaux programmés

Tranche de Travaux Initiaux	Date Contractuelle de Mise en Service
Implantation de chaudières provisoires fonctionnant au FOD sur le site des Bellevues et arrêt du charbon	1 ^{er} janvier 2020
Fiabilisation du process biomasse de la chaufferie des Bellevues (dont mise en place d'une 2 ^{ème} chaîne d'approvisionnement bois comprenant un 2 ^{ème} silo)	1 ^{er} janvier 2021
Démantèlement des équipements fioul lourd et charbon du site des Bellevues	1 ^{er} mai 2021*
Passage en BP de la chaufferie des Linandes et ajout d'une 5 ^{ème} chaudière	1 ^{er} juillet 2021
Implantation définitive des chaudières provisoires à l'intérieur du bâtiment principal des Bellevues et passage au gaz	1 ^{er} août 2021
Passage de la chaufferie des Bellevues en autocontrôle	1 ^{er} août 2021
Passage en BP de l'antenne de Cergy et Pontoise (comprenant les travaux sur le réseau, y compris le maillage, et en sous-stations)	1 ^{er} octobre 2021
Construction d'une chaufferie dans la sous-station d'échange HP/BP de Saint-Christophe	1 ^{er} octobre 2021
Passage en BP de l'antenne d'Éragny (comprenant les travaux sur le réseau et en sous-stations)	1 ^{er} octobre 2022
Rénovation des antennes de Cergy	1 ^{er} octobre 2024
Rénovation des antennes d'Éragny	1 ^{er} octobre 2024
Rénovation des antennes de Saint-Christophe	1 ^{er} octobre 2023

2. Besoins en chaleur

2.1. Consommations actuelles

Nous avons déterminé les consommations pour chaque site à partir des données transmises par le délégataire du réseau de chaleur : Cenergy.

Les consommations réelles des bâtiments raccordés au RCU sur l'année 2020 ont été exploitées. L'énergie livrée et mesurée sur l'année 2020 est de 314 GWh pour 2182 DJU₁₈.

C'est à partir de ces données que le modèle numérique implémenté.

L'ensemble des sous-stations prévues au raccordement en 2020 et antérieurement ont été intégrées au modèle.

2.2. Evaluation des puissances maximales à appeler

2.2.1. Besoins chauffage

La méthode utilisée pour le calcul de la puissance chauffage est dite des « degrés-heures » ou encore « TH-BCE ». Elle permet de répartir les besoins de chauffage sur l'année selon la formule suivante :

$$\text{Besoins de chauffage horaire} = \text{besoin total chauffage sur l'année} \times \frac{DHx}{\sum_{\text{année}} DHx}$$

Avec DHx : Degrés horaire dans une base quelconque.

Cette méthode demande de déterminer des scénarios horaires d'utilisation des bâtiments tels que :

A titre d'exemple

Ci-dessous, la clé de répartition des températures de consignes pour le chauffage d'un groupe scolaire (Heures (colonnes), jours de la semaine (lignes)) :

Jour V / heure >	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0
2	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0
3	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0
5	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1
6	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1
7	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1

Avec

- **1** : Consigne de température de 20°C
- **0** : Consigne de réduit de nuit 16°C
- **-1** : Consigne de réduit prolongée de plus de 48h (hors gel) -7°C

Couplé à un scénario mensuel afin de couvrir l'intégralité de l'année :

Jour V / heure >	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	0	1	1	1	1	1	0	0	1	1	1	1
2	1	0	1	0	1	1	0	0	1	1	1	1
3	1	0	1	0	1	1	0	0	1	1	1	1
4	1	1	1	1	1	1	0	0	1	0	1	0
5	1	1	1	1	1	1	0	0	1	0	1	0
6	1	1	1	1	1	1	0	0	1	1	1	0

Avec

- **1** : Période d'occupation
- **0** : Période d'innoculation

2.2.2. Besoins ECS

La puissance utile maximale d'appel d'ECS a également été calculée à partir la méthode TH-BCE. Le besoin ECS est répartie de la façon suivante pour chaque heure de l'année :

$$\frac{\text{besoin horaire}}{\sum_{\text{année considérée}}(\text{besoins horaires})} \times \text{Besoin total}$$

Chaque bâtiment a un scénario d'occupation et d'utilisation chauffage et ECS définit permettant de répartir entre chaque typologie de bâtiment les besoins horaires.

2.2.2.1. Pertes thermiques des réseaux

Les pertes de réseau sont les pertes lors de la circulation de l'eau dans les tuyaux (échange avec le sol, échange des tuyaux « aller et retour » entre eux, etc.).

Pour ce faire nous calculons la résistance thermique séparément des tuyaux et du sol telle que :

$R_{cyl} = \frac{\ln(R2/R1)}{2\pi \times \lambda_{isolant} \times L}$	R2 est le rayon externe R1 est le rayon interne L est la longueur du tuyau
---	--

$R_{sol} = \frac{1}{\text{Coefficient de forme} \times \lambda_{sol}}$				<p>Le coefficient de forme est donné ci-après²⁰</p> <p>la conductivité du sol λ_{sol} dépend de l'endroit considéré</p>
Système	Schéma	Coefficient de forme	Domaine d'application	<p>D est la profondeur à laquelle sont enterrés les tuyaux</p> <p>r est le rayon du tuyau</p> <p>L est la longueur du tuyau</p>
<p>Cylindre isotherme de rayon r enterré dans un milieu semi-infini à surface isotherme</p>		$\frac{2\pi L}{\cosh^{-1}\left(\frac{D}{r}\right)}$	$L \gg r$	

Le coefficient de déperdition permet d'obtenir la capacité d'évacuation de la chaleur d'un mètre linéaire de réseau.

$$\text{Coefficient de déperdition} = \frac{1}{R_{cyl} + R_{sol}} = \frac{1}{\frac{\ln(R2/R1)}{2\pi \times \lambda_{isolant}} + \frac{\cosh^{-1}(D/R2)}{2\pi \times \lambda_{sol}}}$$

2.2.3. Données d'entrée

Ci-dessous la liste des hypothèses prises pour réaliser les calculs de puissance :

Données d'entrées		
DH de l'année 2020		
Température fluide primaire	Hiver (-7°C)	Eté
Température départ de fluide réseau HP	168°C	114°C
Température retour de fluide réseau HP	85°C	83°C
Température départ fluide réseau BP	96°C	85°C
Température retour fluide réseau BP	64°C	50°C
Consommations totales (chauffage + ECS)		
Consommations 2020 transmises par les exploitants des réseaux		

Des données complémentaires ont été intégrées à la modélisation numérique permettant d'affiner le calcul :

- 1 Fonctionnement de l'UVE à 90% de disponibilité
- 2 L'UVE est capable de subvenir aux besoins en ECS de l'ensemble du réseau hors période de chauffage (hors arrêt annuel)
- 3 Arrêt de l'UVE pendant 1 semaine en juillet
- 4 Mini technique de la chaudière biomasse de 30%
- 5 Fonctionnement de la chaudière biomasse à 80% de fonctionnement (d'octobre à mai)

- 6 59 000 MWh de pertes thermiques sur l'ensemble du réseau
- 7 Les établissements scolaires, gymnases, piscine... sont considérés fonctionnels sur la période 2020
- 8 Pour la consommation d'ECS sur les bâtiments raccordés pour :
 - Logements anciens 73%CH/27%ECS¹
 - Logements neufs 40%CH/60%ECS (hypothèse)

2.2.4. Courbe monotone d'appel de puissance utile en sortie chaufferie

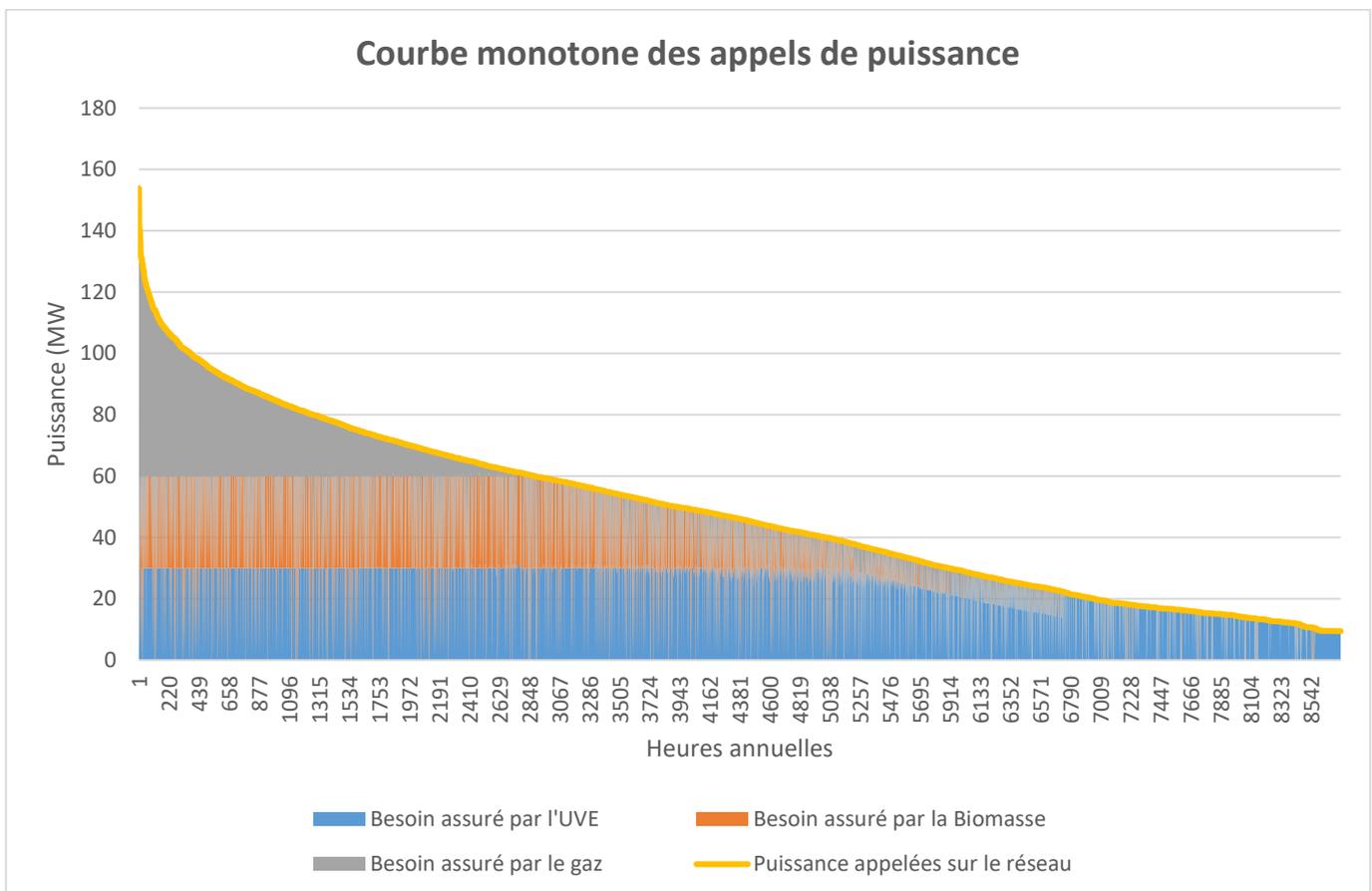


FIGURE 9 : COURBE MONOTONE DES APPELS DE PUISSANCE (ETAT ACTUEL)

¹ Ratio établi à partir du profil des consommations des bâtiments déjà raccordés

3. Evolutions et développements envisagés de la desserte du réseau

Ci-dessous le programme de travaux de développement et de raccordements programmés.

L'étude prendra en compte l'ensemble des prospects identifiés à partir de l'avenant n°1 de l'annexe 10C de la DSP.

3.1. ZAC Bossut

Les perspectives de développement issues de l'avenant n°1 de l'annexe 10C de la DSP ont été identifiés pour la ZAC Bossut et représentent 20 abonnés pour près de 8 700 MWh/an.

Les besoins énergétiques sont donnés pour chaque sous-station dans le tableau ci-après :

ID	Date de Raccordement	MWh/an chauffage	MWh/an ECS	MWh/an Total	PS	kW
SM-ZAC-01	01/10/2027	133	27	160	81	
SM-ZAC-02	01/10/2030	308	62	369	187	
SM-ZAC-03	01/10/2027	221	174	395	189	
SM-ZAC-04	01/10/2030	440	347	787	376	
SM-ZAC-05	01/10/2030	338	267	605	289	
SM-ZAC-06	01/10/2030	212	42	254	129	
SM-ZAC-07	01/10/2032	232	183	414	198	
SM-ZAC-08	01/10/2022	236	187	423	202	
SM-ZAC-09	01/10/2021	249	194	440	210	
SM-ZAC-10	01/10/2023	222	175	397	272	
SM-ZAC-11	01/10/2024	352	278	629	301	
SM-ZAC-12	01/10/2028	216	171	387	185	
SM-ZAC-13	01/10/2028	195	154	349	167	
SM-ZAC-14	01/10/2021	331	261	592	283	
SM-ZAC-15	01/10/2025	367	290	658	314	
SM-ZAC-16	01/10/2027	324	256	580	277	
SM-ZAC-17	01/10/2032	172	136	308	147	
SM-ZAC-18	01/10/2034	190	150	340	163	
SM-ZAC-19	01/10/2022	108	25	133	67	
SM-ZAC-20	01/10/2036	289	229	518	248	
Total ZAC Bossut	–	5 131	3 607	8 738	4 205	

Ci-dessous en bleu les sous-stations identifiées de la ZAC Bossut le cadre de l'avenant n°1 de l'annexe de la DSP, en jaune les sous-stations déjà raccordées au réseau sur la ZAC Bossut :

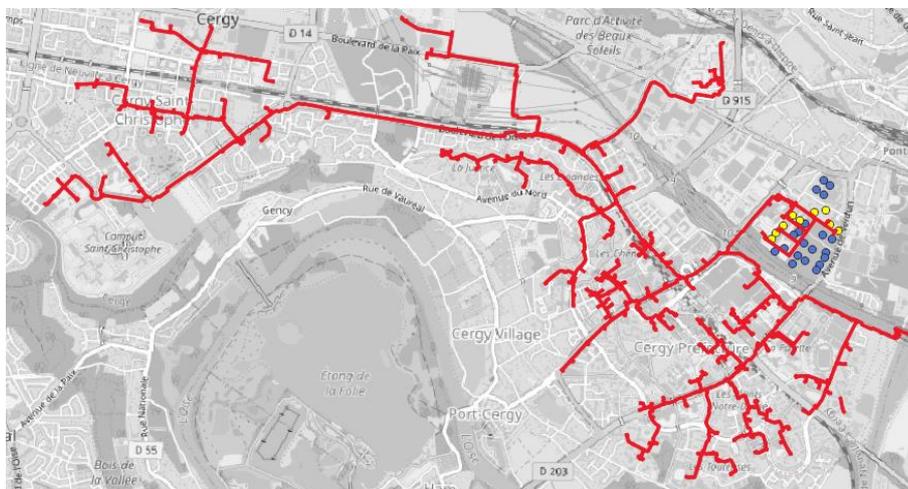


FIGURE 10 : PROSPECTS ZAC BOSSUT (20 PROSPECTS)

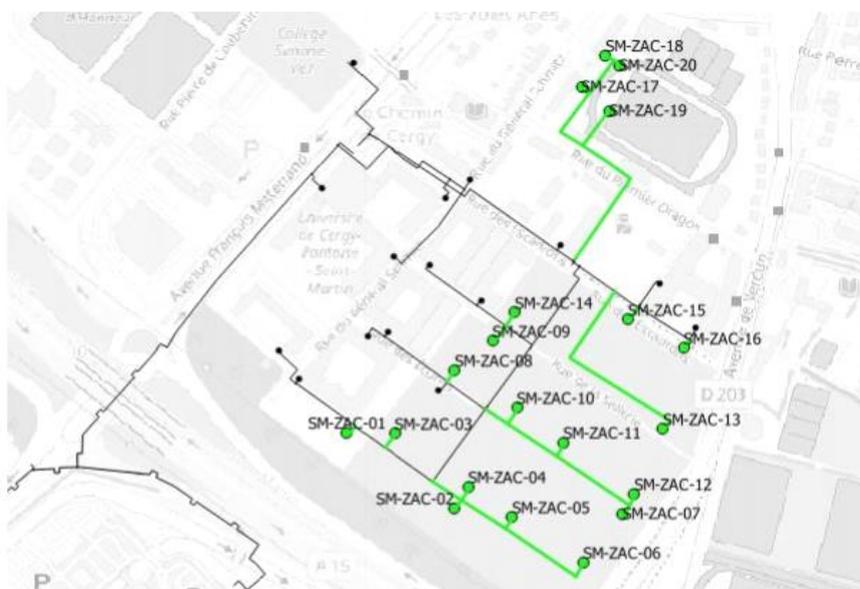


FIGURE 11 : TRACER DU RESEAU A CREER (ZAC BOSSUT)

Les travaux de raccordement de la ZAC Bossut ont débuté en 2021 et se termineront en 2035.

3.2. ZAC Liesse II

Les perspectives de développement issues de l'avenant n°1 de l'annexe 10C de la DSP identifiées pour la ZAC Liesse II et représentent 12 abonnés (donc 12 sous-stations à créer) répartis en 7 lots. La consommation totale est proche de 2400 MWh/an.

Les besoins énergétiques sont donnés pour chaque sous-station dans le tableau ci-après :

ID	Date de raccordement	MWh/an chauffage	MWh/an ECS	MWh/an Total	PS kW
GL-ZAC-01	01/10/2024	310	245	555	265
GL-ZAC-02	01/10/2022	299	236	535	256
GL-ZAC-03	01/10/2020	133	105	238	114
GL-ZAC-04	01/10/2020	133	105	238	114
GL-ZAC-05	01/10/2026	223	176	398	191
GL-ZAC-06	01/10/2023	155	122	277	132
GL-ZAC-07	01/10/2021	152	35	188	95
Total ZAC Liesse II	—	1 405	1 024	2 429	1 167

En vert les 12 sous-stations à créer sur la ZAC Liesse II



FIGURE 12 : PROSPECT ZAC LIESSE II (12)

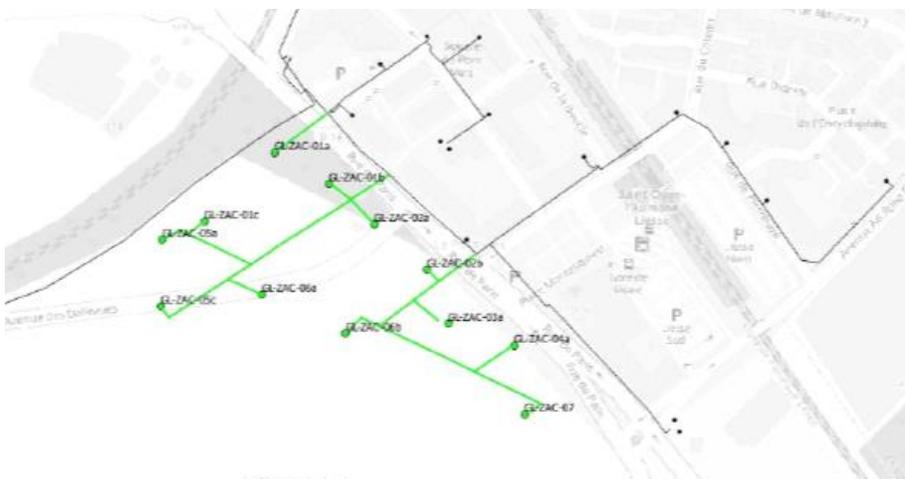


FIGURE 13 : TRACER DU RESEAU A CREER (ZAC LIESSE II)

3.3. ZAC Marjoberts

Les perspectives de développement issues de l'avenant n°1 de l'annexe 10C de la DSP représentent 17 abonnés pour près de 4000 MWh/an.

Les besoins énergétiques sont donnés pour chaque sous-station dans le tableau ci-après :

ID	Date de Raccordement	MWh/an chauffage	MWh/an ECS	MWh/an Total	PS kW
PN-ZAC-05'	01/02/2020	132	104	236	113
PN-ZAC-06	01/05/2020	192	121	314	149
PN-ZAC-07	01/11/2020	153	96	249	118
PN-ZAC-08	01/11/2020	122	77	199	95
PN-ZAC-09	01/11/2020	244	154	398	190
PN-ZAC-10	01/07/2021	125	79	204	97
PN-ZAC-11	01/07/2021	107	67	174	83
PN-ZAC-12	01/07/2021	107	67	174	83
PN-ZAC-13	01/10/2022	235	148	383	182
PN-ZAC-14	01/10/2022	107	67	174	83
PN-ZAC-15	01/10/2022	214	135	348	166
PN-ZAC-16	01/01/2023	107	67	174	83
PN-ZAC-17	01/01/2023	92	58	149	71
PN-ZAC-18	01/01/2023	153	96	249	118
PN-ZAC-19	01/01/2023	137	87	224	107
PN-ZAC-20	01/07/2023	214	135	348	166
PN-ZAC-21	01/07/2023	107	67	174	83
Total ZAC Marjoberts	-	2 545	1 628	4 173	1 987

Une sous-station HP/BP sera construite par le Délégué actuel dans un « bâtiment » provisoire (conteneurs). Suite au passage en basse température du réseau 2021, le Délégué prévoit le démantèlement de ces équipements

Ci-dessous d'autres prospects identifiés sur le secteur des Marjoberts pour un besoin annuel de 1500 MWh :

ID	Date de Raccordement	MWh/an Chauffage	MWh/an ECS	MWh/an	Puissance souscrite
PN-ZAC-22	01/07/2023	175	262	436	208
PN-ZAC-23	01/07/2023	175	262	436	208
PN-ZAC-24	01/07/2023	170	254	424	202
PN-ZAC-25	01/07/2023	76	114	190	90
Total ZAC Marjoberts Prospects Cenergy		595	892	1487	708

Ci-dessous en bleu les sous-stations identifiées de la ZAC Marjoberts (PN-ZAC- 5' à 21), en jaune les sous-stations identifiées (PN-ZAC-22 à 25) à raccorder par le Déléguataire sortant :

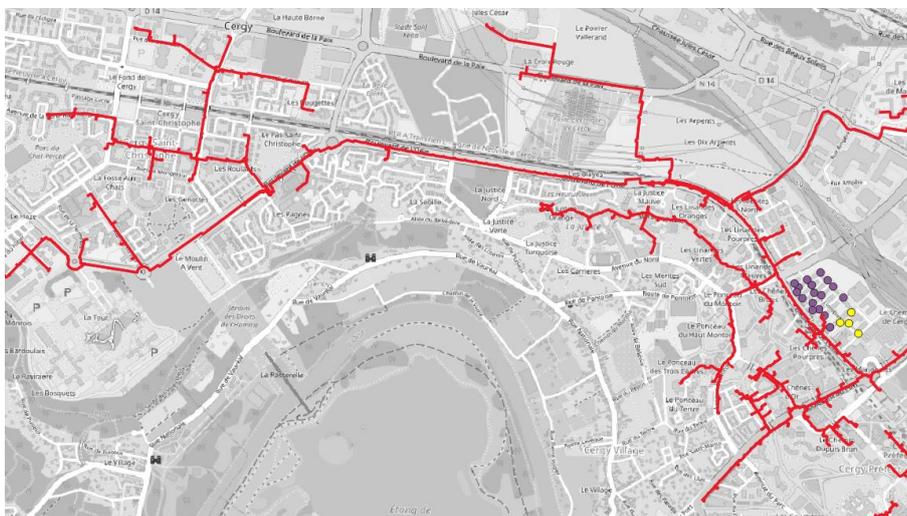


FIGURE 14 : PROSPECTS IDENTIFIES EAC MARJOBERTS (21)

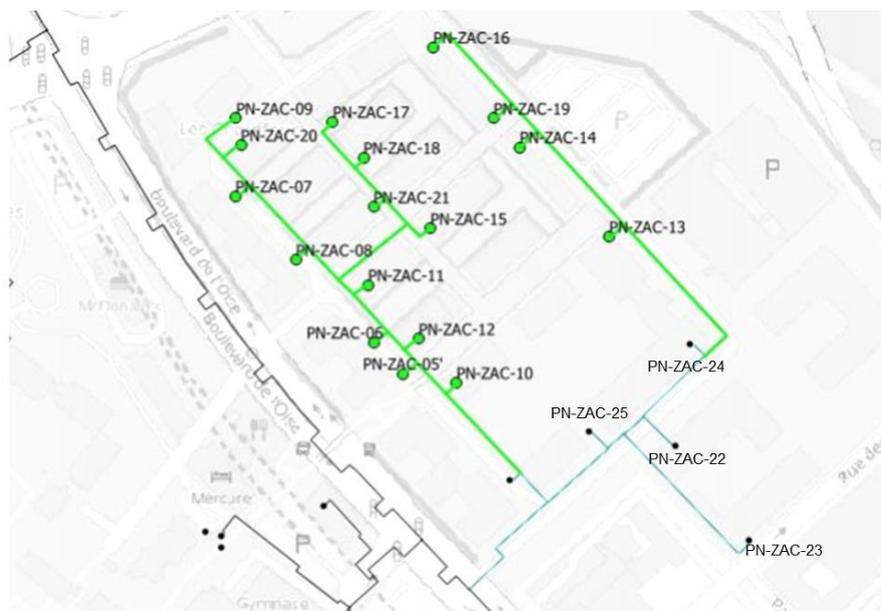


FIGURE 15 : TRACER DU RESEAU A CREER (ZAC MARJOBERTS)

Les travaux de raccordement de la ZAC Marjoberts ont débuté en 2020 et se termineront en 2023.

3.4. ZAC des Linandes

Les perspectives de développement issues de l'avenant n°1 de l'annexe 10C de la DSP ont été identifiés pour la ZAC des Linandes et représentent 21 sous-stations pour près de 7000 MWh/an.

ID	Date de Raccordement	MWh/an chauffage	MWh/an ECS	MWh/an Total	PS kW
LN-ZAC-01	01/01/2029	203	161	364	174
LN-ZAC-02	01/01/2029	203	161	364	174
LN-ZAC-03	01/07/2026	255	202	457	219
LN-ZAC-04	01/07/2026	255	202	457	219
LN-ZAC-05	01/07/2027	148	117	265	127
LN-ZAC-06	01/07/2027	148	117	265	127
LN-ZAC-07	01/07/2025	225	178	403	193
LN-ZAC-08	01/07/2025	225	178	403	193
LN-ZAC-09	01/07/2025	176	139	314	150
LN-ZAC-10	01/07/2025	176	139	314	150
LN-ZAC-11	01/01/2025	171	135	306	146
LN-ZAC-12	01/01/2022	241	190	430	206
LN-ZAC-13	01/01/2023	227	179	406	194
LN-ZAC-14	01/01/2023	124	98	223	106
LN-ZAC-15	01/01/2021	175	139	314	150
LN-ZAC-16	01/01/2021	259	204	463	221
LN-ZAC-17	01/01/2022	194	153	347	166
LN-ZAC-18	01/01/2021	195	154	349	167
LN-ZAC-19	01/01/2022	141	111	252	120
LN-ZAC-20	01/03/2020	175	41	215	109
LN-ZAC-21	01/07/2026	39	9	48	24
Total ZAC Linandes	–	3 955	3 007	6 959	3 335

Les travaux de raccordement de la ZAC des Linandes débuteront en 2022 et se termineront en 2029.

Ci-dessous des prospects identifiés sur la plaine des Linandes dans le cadre des perspectives de développement commercial de l'avenant n°1 de l'annexe 10C de la DSP :

ID	Date de Raccordement	MWh/an chauffage	MWh/an ECS	MWh/an Total	PS kW
LN-ZAC-22	01/07/2020	121	24	145	73
LN-ZAC-23	01/01/2021	1 575	315	1 890	956

Ci-dessous la projection du réseau à créer sur la ZAC Les Linandes avec en vert les canalisations à créer par le Déléguataire



FIGURE 16 : TRACER DU RESEAU A CREER (ZAC LINANDES)

3.5. Secteur Bas Noyers

Les perspectives de développement commercial issues de l'avenant n°1 de l'annexe 10C de la DSP ont été identifiés pour le secteur et représentent 1 sous-station pour près de 420 MWh/an.

ID	Date de Raccordement	MWh/an chauffage	MWh/an ECS	MWh/an Total	PS kW
BN-P-03	01/10/2021	295	126	422	199

Ci-dessous en jaune la sous-station identifiée du secteur Bas Noyer :

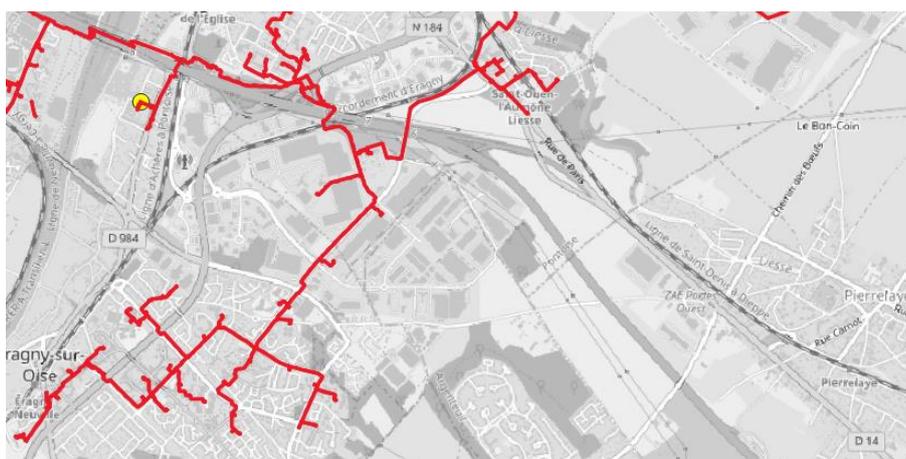


FIGURE 17 : PROSPECT BAS NOYER



FIGURE 18 : TRACER DU RESEAU A CREER (SECTEUR BAS NOYER)

3.6. Secteur Chennevières

Les perspectives de développement commercial issues de l'avenant n°1 de l'annexe 10C de la DSP ont été identifiées pour sur le secteur Chennevières et représentent 11 sous-stations pour près de 8 000 MWh/an.

ID	Date de Raccordement	MWh/an chauffage	MWh/an ECS	MWh/an Total	PS kW
B-P-01	01/10/2021	1 463	400	1 863	874
B-P-02	01/10/2021	117	32	149	70
B-P-03	01/10/2021	351	96	447	210
B-P-04	01/10/2021	152	19	171	87
B-P-05	01/10/2021	380	48	428	216
B-P-07	01/10/2021	1 970	530	2 500	1 173
B-P-08	01/10/2021	226	28	254	129
B-P-09	01/10/2021	770	183	953	446
B-P-10	01/10/2021	570	71	641	325
B-P-11	01/10/2021	198	25	222	113
B-P-16	01/10/2021	247	124	371	176
Total	-	6 442	1 555	7 997	3 819

Ci-dessous en jaune les 11 sous-stations identifiées du secteur Chennevières :



FIGURE 19 : PROSPECTS SECTEUR CHENNEVIÈRES (11)

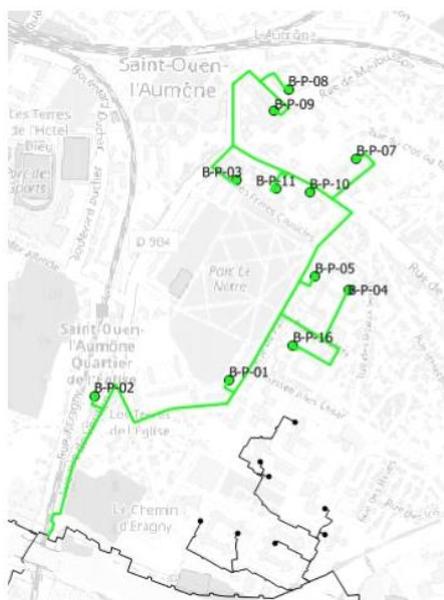


FIGURE 20 : TRACER DU RESEAU A CREER (SECTEUR CHENNEVIÈRES)

3.7. Secteur Clobilles

Les perspectives de développement commercial issues de l'avenant n°1 de l'annexe 10C de la DSP ont été identifiés pour sur le secteur Clobilles et représentent 7 sous-stations pour près de 1 400 MWh/an.

ID	Date de Raccordement	MWh/an chauffage	MWh/an ECS	MWh/an Total	PS kW
CB-30	01/10/2020	160	20	180	91
CB-31	01/10/2020	320	40	360	182
CB-32	01/10/2020	32	8	40	20
CB-33	01/04/2020	114	90	204	98
CB-35	01/04/2021	114	90	204	98
CB-36	01/07/2021	114	90	204	98
CB-37	01/10/2020	114	90	204	98
Total	-	968	428	1396	684

L'abonné **CB-34** n'a pas été intégré dans la liste des prospects identifiés (cet abonné bénéficie d'une chaudière gaz individuelle depuis le 1^{er} avril 2019).

Ci-dessous en jaune les 8 sous-stations identifiées du secteur Clobilles :



FIGURE 21 : PROSPECTS SECTEUR CLOBILLES (8)



FIGURE 22 : TRACER DU RESEAU A CREER (SECTEUR CLOSBILLES)

3.8. Secteur Préfecture Centre

Les perspectives de développement commercial issus de l'avenant n°1 de l'annexe 10C de la DSP ont été identifiés pour sur le secteur Préfecture Centre et représentent 4 sous-stations pour près de 2400 MWh/an.

ID	Date de Raccordement	MWh/an chauffage	MWh/an ECS	MWh/an Total	PS kW
PC-P-01	01/10/2021	1 116	372	1 488	701
PC-P-02	01/10/2021	315	63	378	191
PC-P-03	01/10/2021	200	40	239	121
PC-P-04	01/10/2020	175	175	350	168
Total	-	1 805	650	2 455	1 181

Ci-dessous en jaune les 4 sous-stations identifiées du secteur Préfecture Centre :

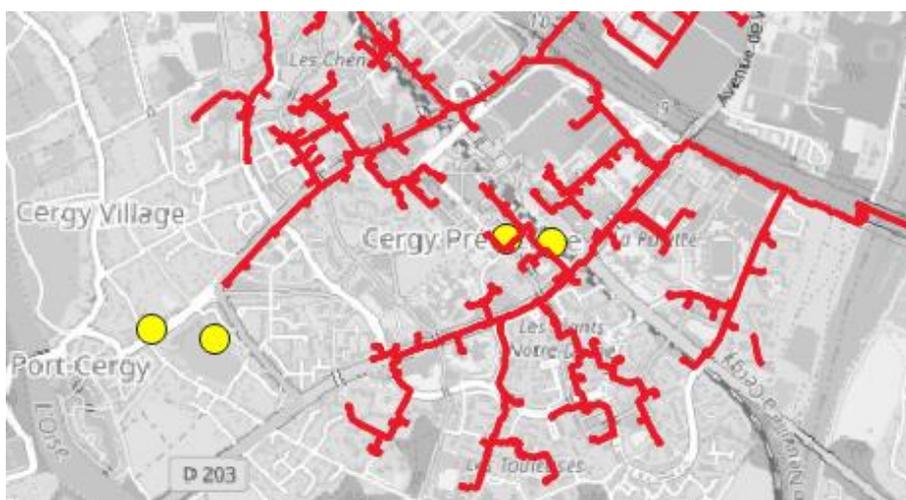


FIGURE 23 : PROSPECTS PREFECTURE CENTRE ET OUEST (4)

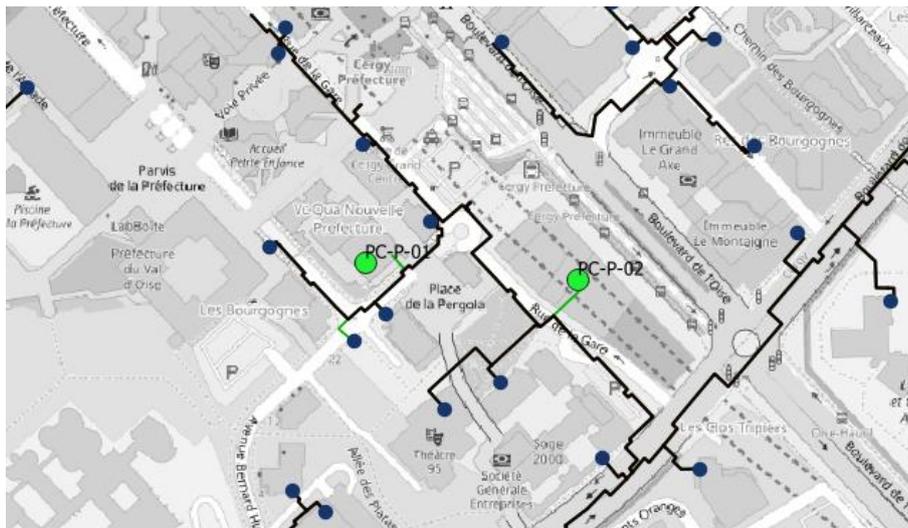


FIGURE 24 : TRACER DU RESEAU A CREER (SECTEUR PREFECTURE CENTRE)



FIGURE 25 : TRACER DU RESEAU A CREER (SECTEUR PREFECTURE OUEST)

3.9. Secteur Saint Christophe

Les perspectives de développement commercial issus de l'avenant n°1 de l'annexe 10C de la DSP ont été identifiés pour sur le secteur de Saint Christophe et représentent 7 sous-stations pour près de 1 400 MWh/an.

ID	Date de Raccordement	MWh/an chauffage	MWh/an ECS	MWh/an Total	PS kW
PU-P-09	01/10/2021	19	5	24	12
PU-P-10	01/10/2021	5	1	6	3
PU-P-11	01/10/2021	182	144	325	156
PU-P-12	01/10/2021	175	35	210	106
PU-P-13	01/10/2021	144	69	214	101
PU-P-14	01/10/2023	279	108	387	183
PU-P-15	01/10/2023	157	88	245	116



FIGURE 26 : TRACER DU RESEAU A CREER (SECTEUR SAINT CHRISTOPHE)

3.10. Le « Centre de vie de l'Equerre »

A ce jour, le Centre de vie de l'Equerre est constitué de deux restaurants, un hôtel et d'un centre de santé inter-entreprise.

Les données transmises par la Communauté d'Agglomération issues du contexte foncier de ce périmètre ne sont pas suffisantes pour établir un profil de consommation annuel.

3.11. Zones à fort potentiel énergétique

Plusieurs zones à fort potentiel énergétique ont été identifiées en périphérie du réseau. Ces zones ont été repérées sur l'outil géomatique : <https://carmen.developpement-durable.gouv.fr>

Potentiels énergétiques à proximité du réseau de Cergy (<1 km du réseau)



FIGURE 27 : POTENTIELS ENERGETIQUES (<1KM DU RESEAU)

Zone Parc des Beaux Soleils :

Cette zone identifiée offre un potentiel compris entre 8 500 et 17 000 MWh.

Une étude complémentaire serait nécessaire afin d'établir le DN de tuyauterie requis pour alimenter l'ensemble de cette zone.

Zone ZAC Bossut Nord :

Cette zone offre un potentiel compris entre 17 000 et 34 000 MWh.

Pour le raccordement de cette zone une étude complémentaire serait nécessaire afin d'établir le DN de tuyauterie requis pour alimenter l'ensemble de cette zone.

Zone Préfecture Ouest :

Cette zone offre un potentiel compris entre 1 000 et 2 000 MWh aux abords de la boucle BP programmée à la DSP.

Zone industrielle des Béthunes

Cette zone offre un potentiel compris entre 22 500 et 45 000 MWh. Elle est également proche de l'UVE. La zone couvre notamment des industries. Suivant les process utilisés, certaines industries peuvent permettre de valoriser plus de chaleur l'été et ainsi rehausser la mixité EnR&R.

Zones de Pontoise Nord et Cergy le Haut :

Il a été également identifié deux zones sur Pontoise Nord et Cergy le Haut excentrée du réseau actuel. Pour le raccordement de cette zone, une étude complémentaire serait nécessaire afin d'établir le DN de tuyauterie requis pour alimenter l'ensemble de ces zones.

Il pourrait également être envisagé la création de deux réseaux virtuels afin de limiter les pertes de distribution.

Densité thermique aux abords du réseau de chaleur de Cergy Pontoise

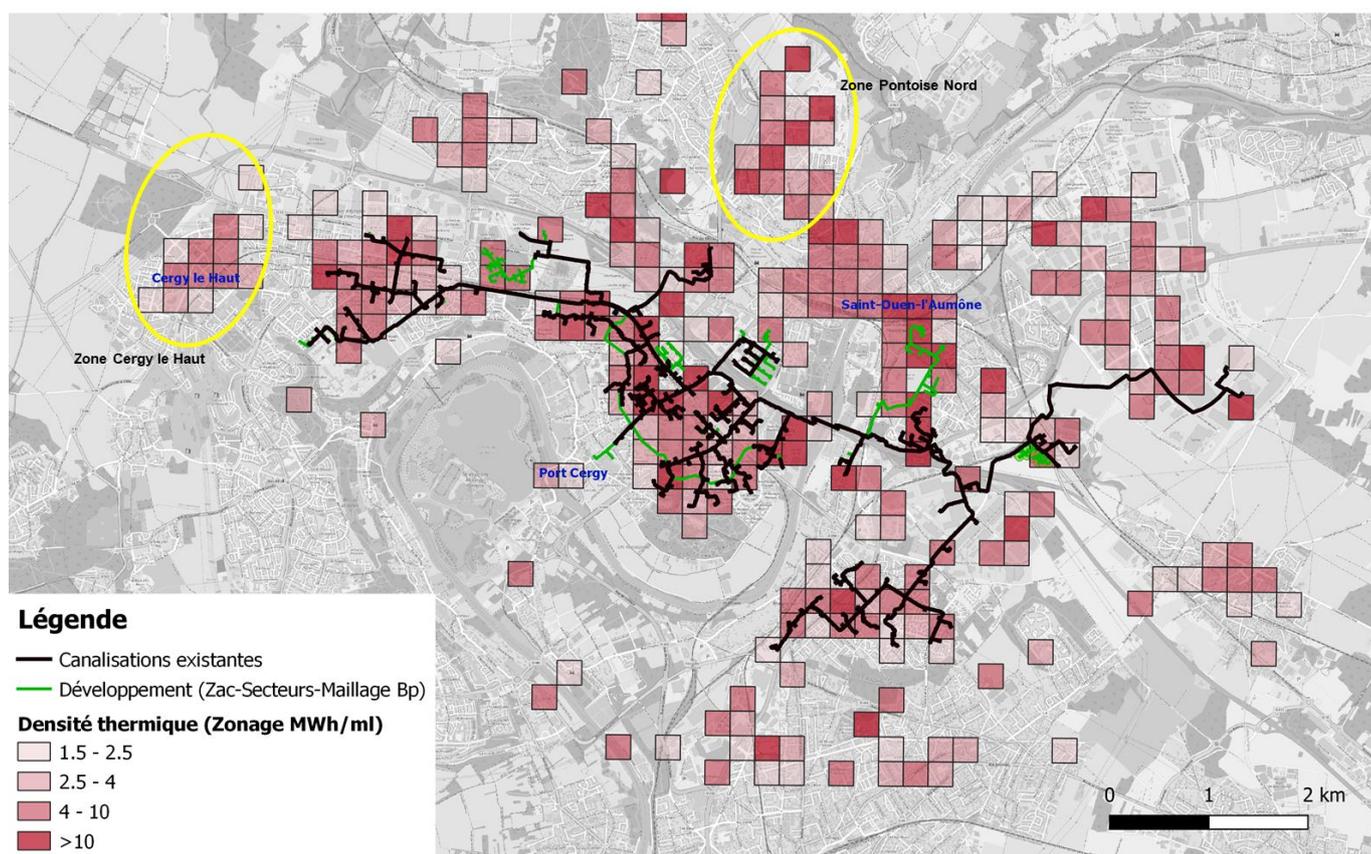


FIGURE 28 : DENSITE ENERGETIQUE A PROXIMITE DU RESEAU DE CERGY-PONTOISE

4. Etude énergétique du scénario

4.1. Définition du scénario :

Le réseau de chaleur de la communauté d'Agglomération de Cergy-Pontoise dispose d'une puissance disponible et d'une mixité assez confortable pour envisager les extensions du réseau.

Le scénario étudié se définit par le développement des antennes ZAC Bossut, ZAC Marjoberts, ZAC Liesse II, ZAC des Linandes ainsi que des secteurs Bas Noyer, Chennevières, Closbilles, Préfecture Centre, Saint Christophe et Linandes. La puissance de l'UVE augmente de 30 MW à 36 MW.

Il est également compris le passage en BP de la chaufferie des Linandes ainsi que des antennes de Cergy-Pontoise et d'Eragny (comprenant les travaux sur le réseau y compris le maillage et les sous-stations).

- Raccordement de la ZAC Bossut (**8 700 MWh** supplémentaires)
- Raccordement de la ZAC Liesse II (**2 400 MWh** supplémentaires)
- Raccordement de la ZAC Marjoberts (**5 700 MWh** supplémentaires)
- Raccordement de la ZAC des Linandes (**9 000 MWh** supplémentaires)
- Raccordements sur le secteur Bas Noyer (**400 MWh** supplémentaires)
- Raccordements sur le secteur Chennevières (**7 000 MWh** supplémentaires)
- Raccordements sur le secteur Closbilles (**1 400 MWh** supplémentaires)
- Raccordements sur le secteur Préfecture Centre (**2 200 MWh** supplémentaires)
- Raccordements sur le secteur Préfecture Ouest (**800 MWh** supplémentaires)
- Raccordements sur le secteur Saint Christophe (**1 400 MWh** supplémentaires)

Soit un volume total à livrer en sous-stations de **39 000 MWh** représentant **une augmentation de 12%** de la chaleur vendue actuelle.

4.2. Consommation énergétique

La chaleur fournie en sous-station de l'ensemble des bâtiments raccordés sur le réseau s'élève à **354 000 MWh**.

La part représentée par les logements en termes de chaleur vendue s'élève à **272 000 MWh**.

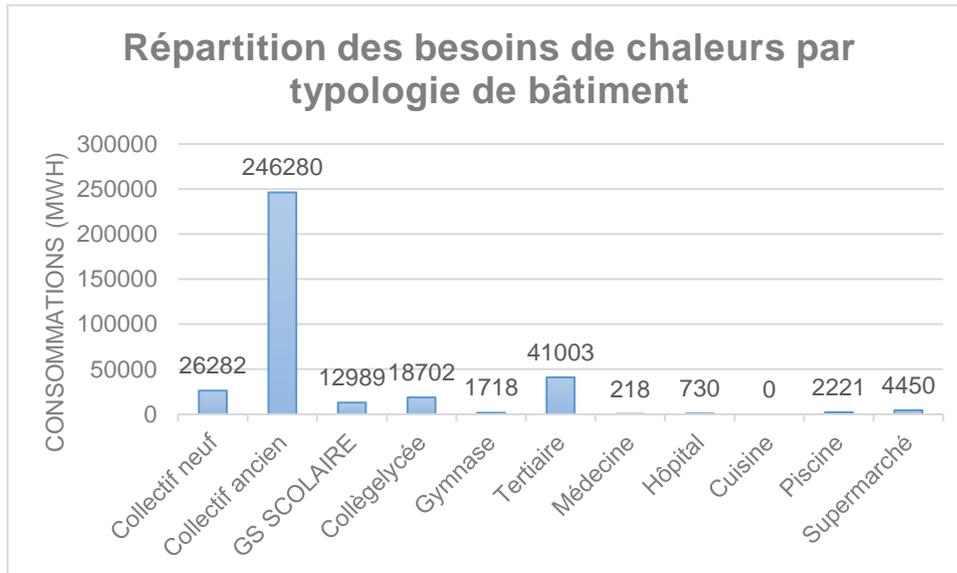


FIGURE 29 : REPARTITION DES BESOINS DE CHALEUR PAR TYPOLOGIE DE BATIMENT

4.3. Caractéristiques du réseau de chaleur

ZAC Bossut :

La longueur de réseau à créer s'élève sur ce secteur s'élève à **1 097 ml**.

A partir des consommations des bâtiments raccordés et de la longueur du réseau d'extension estimée, la densité de ce réseau de chaleur est de **7,9 MWhlivrés/ml_{réseau à créer}**

ZAC Liesse II :

La longueur de réseau à créer s'élève sur ce secteur s'élève à **1 144 ml**.

A partir des consommations des bâtiments raccordés et de la longueur du réseau d'extension estimée, la densité de ce réseau de chaleur est de **2,0 MWhlivrés/ml_{réseau à créer}**

ZAC Marjoberts :

La longueur de réseau à créer s'élève sur ce secteur s'élève à **719 ml**.

A partir des consommations des bâtiments raccordés et de la longueur du réseau d'extension estimée, la densité de ce réseau de chaleur est de **7,8 MWhlivrés/ml_{réseau à créer}**

ZAC Linandes :

La longueur de réseau à créer s'élève sur ce secteur s'élève à **1 074 ml**.

A partir des consommations des bâtiments raccordés et de la longueur du réseau d'extension estimée, la densité de ce réseau de chaleur est de **8,37 MWhlivrés/ml_{réseau à créer}**.

Secteurs Bas Noyers :

La longueur de réseau à créer s'élève sur ce secteur s'élève à **11 ml**.

A partir des consommations des bâtiments raccordés et de la longueur du réseau d'extension estimée, la densité de ce réseau de chaleur est de **38,4 MWhlivrés/ml_{réseau à créer}**

Secteurs Chennevières :

La longueur de réseau à créer s'élève sur ce secteur s'élève à **3 093 ml**.

A partir des consommations des bâtiments raccordés et de la longueur du réseau d'extension estimée, la densité de ce réseau de chaleur est de **2,6 MWhlivrés/ml_{réseau à créer}**

Secteurs Closbilles :

La longueur de réseau à créer s'élève sur ce secteur s'élève à **172 ml**.

A partir des consommations des bâtiments raccordés et de la longueur du réseau d'extension estimée, la densité de ce réseau de chaleur est de **8,1 MWhlivrés/ml_{réseau à créer}**

Secteurs Préfecture Centre :

La longueur de réseau à créer s'élève sur ce secteur s'élève à **628 ml**.

A partir des consommations des bâtiments raccordés et de la longueur du réseau d'extension estimée, la densité de ce réseau de chaleur est de **4,0 MWhlivrés/ml_{réseau à créer}**

Secteurs Saint Christophe :

La longueur de réseau à créer s'élève sur ce secteur s'élève à **108 ml**.

A partir des consommations des bâtiments raccordés et de la longueur du réseau d'extension estimée, la densité de ce réseau de chaleur est de **13,0 MWhlivrés/ml_{réseau à créer}**

*A noter : on estime dans la pratique que la densité énergétique d'un réseau de chaleur doit être supérieur à **2,5MWh/ml_{réseau à créer}** pour qu'il soit susceptible d'être rentable.*

4.4. Production de Chaleur

4.4.1. Mixité énergétique

Répartition des consommations sur le réseau (Scénario)		
Type de production	Production MWh	Taux de couverture
UVE	208 900	54%
Biomasse	82 000	21%
Gaz	95 900	25%

Commentaires :

Le taux de couverture est satisfaisant. L'Unité de Valorisation Energétique (désormais à 36 MW) et la chaufferie biomasse permettent de couvrir théoriquement la période de chauffe à 76% (du 30 septembre au 1^{er} mai.).

La chaufferie Biomasse n'est pas en fonctionnement en période estivale. L'usine d'incinération permet d'assurer 72% des besoins durant cette période.

Les besoins du réseau suivant ce scénario permettent de valoriser 66% de la chaleur disponible sur l'échangeur de l'UVE et 83% de la chaleur disponible sur la biomasse durant sur sa période de fonctionnement.

4.4.2. Courbe monotone des appels de puissance

Ce graphe indique la répartition des appels de puissance en fonction des moyens de production du réseau correspondant à l'appel de puissance pour le chauffage, l'ECS et les pertes réseaux sur l'ensemble de l'année étudiée en heures.

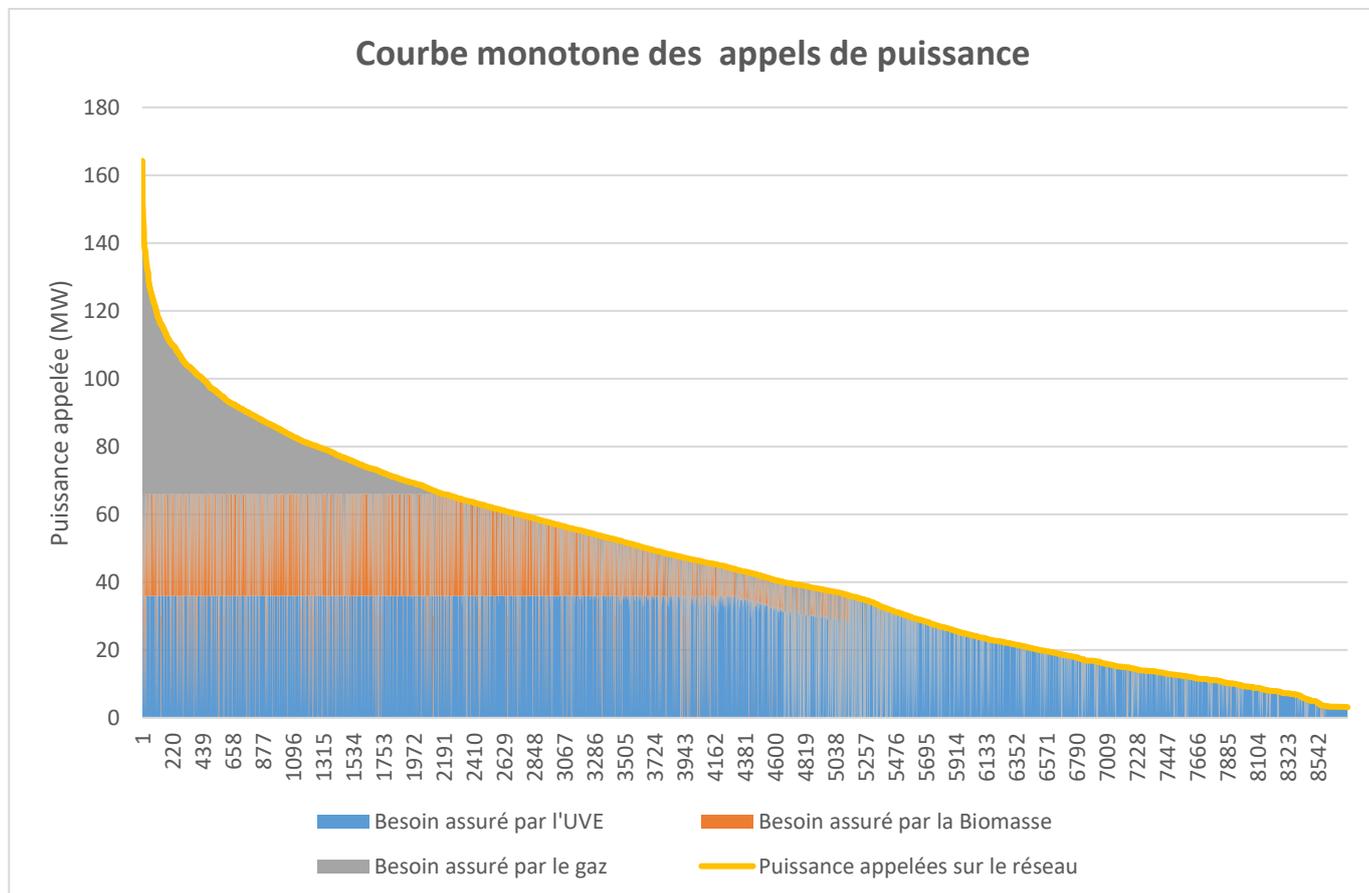


FIGURE 30 : COURBE MONOTONE DES APPELS DE PUISSANCE (ETAT PROJETE)

Commentaires : La priorité de production de chaleur conserve la priorité actuelle :

1. UVE
2. Biomasse
3. Appoint gaz

4.5. Impact environnemental

La valeur d'émission prise en compte pour l'UVE est de 0,149 kgCO₂/kWh

La valeur d'émission prise en compte pour le gaz est de 0,205 kgCO₂/kWh

La valeur d'émission prise en compte pour la biomasse est de 0 kgCO₂/kWh

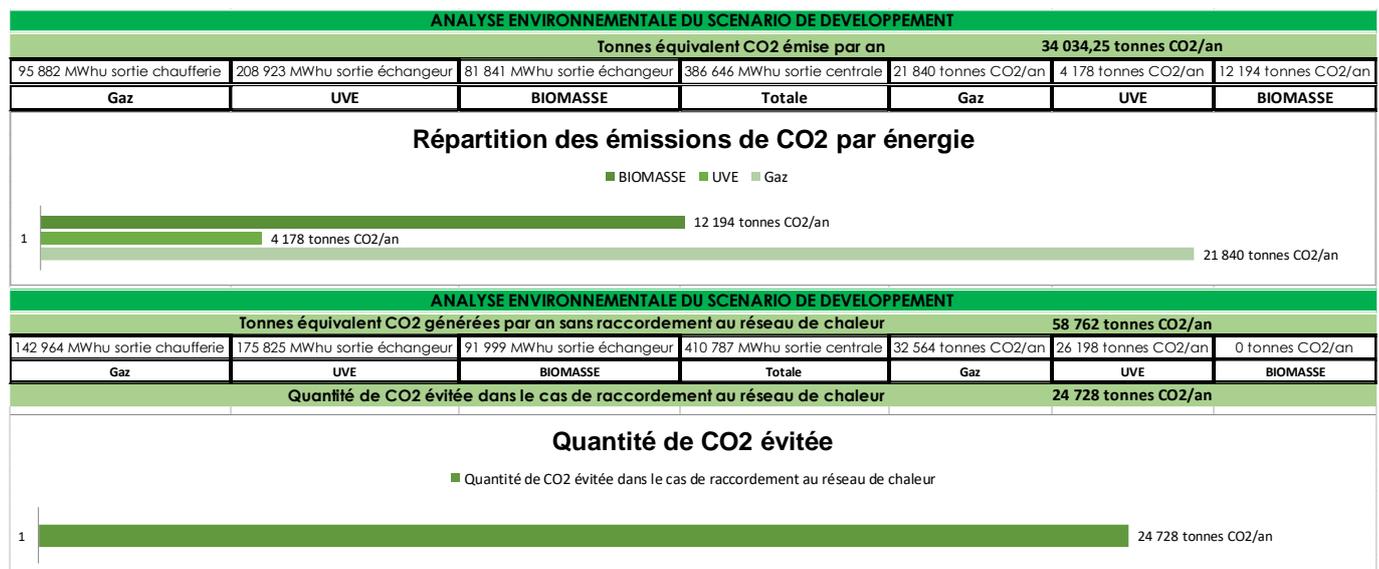


FIGURE 31 : TABLEAU IMPACT EQUIVALENT CO2

Pour établir ce calcul il a été estimé que les futurs raccordements sont tous chauffés au gaz ou bien auraient été destinés à être chauffés au gaz.

La quantité de CO₂ évitée calculée est de 24 700 tonnes équivalent CO₂. Cette quantité correspond à environ 9% des émissions de GES du résidentiel seul estimées sur 2008 (*issu du PCAET 2018-2023*) ou bien 20% des émissions de GES du tertiaire seul (2008).

Le contenu en CO₂ du réseau est de 0,07 kg_{eqCO2}/kWh_{livré}. La moyenne se situe à 0,107 kg_{eqCO2}/kWh_{livré} selon l'étude de la FEDENE².

² Fédération des Services Energie Environnement

5. Bilan économique du scénario

Parmi les hypothèses prises pour nos estimations :

- Aucun investissement n'a été pris en compte. Les investissements pour le développement des réseaux, Zac et secteurs définis au chapitre 2 ont été intégrés au contrat de la Délégation de Service Public de Production, transport et distribution collective de l'énergie calorifique au travers de l'avenant n°1 de l'annexe 10.C (Programme des Travaux de Développement et de Raccordements programmés. Ainsi le terme R2.4 (relatif aux investissements calculés) par Cenergy demeure inchangé
- Une marge de vente de 7% sur le terme R1 produits par rapport au terme R1 charges
- Une marge de vente de 10% sur le terme R2.2 produits par rapport au terme R2.2 charges
- Le terme R2.5 (relatif aux subventions) reste fixe
- Le phasage des travaux respecte les dates de raccordements abordés dans le chapitre 2
- Les termes R2.2, R2.3, R2.4 et R2.5 (charges d'exploitation) respecte les termes proposés en annexe 25B (phase n°2, correspondant à la phase de 2022 jusqu'à la fin de la DSP)
- Les augmentations annuelles dues aux révisions tarifaires des termes R1 et R2 n'ont pas été prises en compte.
- Le compte d'exploitation prévisionnel a été réalisé sur 15 ans.

5.1. Coût de vente de l'énergie

Pour le calcul du coût de l'énergie vendu, BEST-ENERGIES a pris en compte les tarifs suivants le calcul du coût de l'énergie contractualisé au contrat de DSP sur la période n°1³ et la période n°2⁴:

	Période n°1	Période n°2
• Pour la chaleur issue de l'UVE achetée €HT/MWh _{utile} :	27,76	26,15
• Pour le gaz acheté €HT/MWh PCS :	36,39	36,87
• Pour le bois acheté €HT/MWh PCI :	28,36	26,43
• R1 _{quotas} €HT/MWh utile :	0,90	0,62
• Tarif du R1 _{élec} €HT/MWh :	1,55	1,47
• R1_{global} vente €HT/MWh_{utile} :	33,57	30,89

³ Début de la DSP jusqu'au 31 décembre 2021

⁴ Début 1^{er} janvier 2022 jusqu'à la fin de la DSP pour quantité inférieure à 368GWh

De même pour le terme R2 vente :

	Période n°1	Période n°2
• R2 €HT/kW _{souscrit} :	77,48	76,07

Le coût global du MWh s'élève à 76,39 € TTC/MWh.

Rappel :

La TVA appliquée sur le terme R1 est de 5,5% car le réseau de chaleur est alimenté à plus de 50% par une EnR&R.

La TVA appliquée sur le terme R2 est de 5,5% également.

5.2. Coût d'achat de l'énergie

Les termes R2 ont été révisés à partir des puissances souscrites issues du données SIG.

Le terme R1 achat est défini à partir des charges calculées à l'annexe 25B du contrat de DSP :

R1 _{global}	R2.2 ventes	R2.3	R2.4	R2.5 (100% subventions)
€ HT/MWh	€ HT/kW	€ HT/kW	€ HT/kW	€ HT/kW
29,19	33,56	10,49	23,5	-2,02

5.3. Echancier prévisionnel des travaux

Ci-dessous un échancier prévisionnel permettant la réalisation de l'ensemble des travaux sur les périmètres exposés dans le chapitre 3.

Zones	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2032	2034	2036
Closbilles														
ZAC Liesse II														
Préfecture Centre														
ZAC des Marjoberts														
Bas-Noyer														
ZAC des Linandes														
Préfecture Ouest														
Saint-Christophe														
ZAC Bossut														
Développement réseau existant														
Création du maillage														
Passage en basse pression														

Ainsi, le développement du réseau existant, la création du maillage et le passage en basse pression seront finalisés avant la création de l'ensemble des extensions et des sous-stations associées.

A la fin de l'année 2023 sera délivré 72% des besoins supplémentaires projetés.

5.4. Compte d'exploitation prévisionnel

BEST-ENERGIES a simulé un compte d'exploitation prévisionnel en considérant le phasage suivant à partir de 2021 :

Scénario	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Quantité de chaleur livrée en MWh	334 426,26	337 451,89	342 192,27	343 375,88	345 773,56	347 134,22	348 800,36	349 536,12
Nombre kW	182 784,23	184 233,06	186 491,12	187 057,21	188 203,95	188 856,04	189 657,36	190 009,25
VENTES								
Terme R1 €/MWh	33,57	30,89	30,89	30,89	30,89	30,89	30,89	30,89
Terme R2 €/kWs 100% subvention	77,48	76,07	76,07	76,07	76,07	76,07	76,07	76,07
Vente R1 €HT	11 226 689,63 €	10 423 888,83 €	10 570 319,13 €	10 606 880,79 €	10 680 945,12 €	10 722 976,12 €	10 774 443,25 €	10 797 170,88 €
Vente R2 €HT	14 162 122,37 €	14 014 608,64 €	14 186 379,78 €	14 229 441,99 €	14 316 674,76 €	14 366 279,23 €	14 427 235,17 €	14 454 003,70 €
Vente R1+R2 €HT	25 388 812,01 €	24 438 497,46 €	24 756 698,91 €	24 836 322,78 €	24 997 619,88 €	25 089 255,35 €	25 201 678,42 €	25 251 174,58 €
CHARGES								
Terme R1 €/MWh	29,19	29,19	29,19	29,19	29,19	29,19	29,19	29,19
Terme R2 €/kWs avec subventions	44,05	65,53	65,53	65,53	65,53	65,53	65,53	65,53
CHARGES R1 €HT	9 762 850,84 €	9 851 177,43 €	9 989 562,53 €	10 024 115,41 €	10 094 110,48 €	10 133 832,21 €	10 182 471,62 €	10 203 950,54 €
Charges R2 €HT	8 051 645,46 €	12 072 792,22 €	12 220 763,33 €	12 257 858,99 €	12 333 005,09 €	12 375 736,53 €	12 428 246,62 €	12 451 306,20 €
CHARGES R1+R2 avec subventions	17 814 496,30 €	21 923 969,65 €	22 210 325,87 €	22 281 974,40 €	22 427 115,57 €	22 509 568,74 €	22 610 718,24 €	22 655 256,74 €

FIGURE 32 : COMPTE D'EXPLOITATION PREVISIONNEL (2021-2028)

Scénario	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
Quantité de chaleur livrée en MWh	350 264,40	352 279,54	352 279,54	353 002,25	353 002,25	353 342,32	353 342,32	353 860,27
Nombre kW	190 357,57	191 338,65	191 338,65	191 684,29	191 684,29	191 846,94	191 846,94	192 094,66
VENTES								
Terme R1 €/MWh	30,89	30,89	30,89	30,89	30,89	30,89	30,89	30,89
Terme R2 €/kWs 100% subvention	76,07	76,07	76,07	76,07	76,07	76,07	76,07	76,07
Vente R1 €HT	10 819 667,45 €	10 881 915,12 €	10 881 915,12 €	10 904 239,45 €	10 904 239,45 €	10 914 744,15 €	10 914 744,15 €	10 930 743,81 €
Vente R2 €HT	14 480 500,10 €	14 555 130,75 €	14 555 130,75 €	14 581 424,28 €	14 581 424,28 €	14 593 796,69 €	14 593 796,69 €	14 612 641,04 €
Vente R1+R2 €HT	25 300 167,55 €	25 437 045,87 €	25 437 045,87 €	25 485 663,73 €	25 485 663,73 €	25 508 540,84 €	25 508 540,84 €	25 543 384,85 €
CHARGES								
Terme R1 €/MWh	29,19	29,19	29,19	29,19	29,19	29,19	29,19	29,19
Terme R2 €/kWs avec subventions	65,53	65,53	65,53	65,53	65,53	65,53	65,53	65,53
CHARGES R1 €HT	10 225 211,10 €	10 284 038,75 €	10 284 038,75 €	10 305 136,53 €	10 305 136,53 €	10 315 064,08 €	10 315 064,08 €	10 330 184,68 €
Charges R2 €HT	12 474 131,35 €	12 538 421,43 €	12 538 421,43 €	12 561 071,82 €	12 561 071,82 €	12 571 729,94 €	12 571 729,94 €	12 587 963,29 €
CHARGES R1+R2 avec subventions	22 699 342,45 €	22 822 460,18 €	22 822 460,18 €	22 866 208,34 €	22 866 208,34 €	22 886 794,02 €	22 886 794,02 €	22 918 147,97 €

FIGURE 33 : COMPTE D'EXPLOITATION PREVISIONNEL (2028 - 2036)

5.5. Bilan économique

Le coût global du MWh obtenu dans le scénario 1 s'élève à 76,39 €TTC/MWh_{utile}. Ce tarif se situe dans la moyenne nationale. Le coût de l'énergie représente 57 % du coût global ramené au MWh de chaleur vendue.

Le prix global du MWh est légèrement inférieure aux prix pratiqués actuellement sur les réseaux (78,7 €TTC/MWh, tiré d'une étude du SNCU¹ de 2019.

Selon l'enquête 2019 de la FEDENE² :

« En considérant le coût de chauffage global annuel d'un logement moyen (facture énergétique + coût de maintenance + amortissement des investissements), les réseaux de chaleur restent compétitifs par rapport aux solutions de chauffage électrique et au gaz en 2019. Chauffer un logement moyen alimenté par un réseau de chaleur avec un taux d'EnR&R supérieur à 50 % coûte 1 238 € par an. En comparaison, le coût annuel global de chauffage pour logement similaire alimenté en gaz collectif est de 1 443 € et celui d'un logement alimenté par une pompe à chaleur individuelle s'établit à 2 028 € ».

¹ Syndicat National du Chauffage Urbain et de la Climatisation Urbaine

² Fédération des Services Energie Environnement

6. Conclusion

L'augmentation de la puissance récupérable sur l'UVE (de 30MW à 36 MW) couplée au passage en basse pression d'une partie du réseau permet de palier à la réduction de la mixité ENR.

L'étude des besoins est basée sur les consommations transmises par le Délégué et de la Communauté d'Agglomération de Cergy-Pontoise.

Les moyens de production ENR&R actuels suffisent pour subvenir aux besoins d'énergie du scénario d'étude tout en respectant un seuil minimal de mixité énergétique de 50% d'origine ENR&R pour la conservation de la facturation de la TVA à 5,5% sur le terme proportionnel R1.

Des zones à fort potentiels de raccordement ont été identifiées en périphérie du réseau de Cergy-Pontoise, des études approfondies seront nécessaires pour définir leurs réelles opportunités énergétiques, techniques, économiques et environnementales.

Ci-dessous les résultats de la phase d'étude :

	Unité	Etat initial	Scénario schéma directeur
Besoins abonnés	MWh/an	314 821	353 860
Besoins supplémentaires	MWh/an	0	39 039
Longueur réseau ajouté	ml	0	8 046
Longueur de réseau existant	ml	56 770	-
Densité énergétique état initial	MWhlivrés/ml	5,55	
Densité énergétique nouveaux raccordements	MWhlivrés/ml ajoutés		4,85
Densité énergétique totale et nouveaux raccordements	MWhlivrés/ml		5,45
Puissance souscrite	kW	175 001	192 094
Puissance souscrite ajoutée	kW	0	17 093
Puissance chaufferies			
UVE	MW	30	36
Biomasse	MW	30	30
Gaz	MW	126	164
Taux de couverture			
EnR&R	%	72%	75%
Non EnR&R	%	28%	25%
Energie produite			
Energie produite EnR&R	MWh u/an	267 824	290 764
Energie produite non EnR&R	MWh u/an	103 924	95 882
Production CO ₂ évitée	t/an	0	24 728

Coûts de fonctionnement	Unité	Etat initial	Scénario schéma directeur
Prix achat chaleur	€ HT/Mwhu sortie échangeur	27,76	26,15
Prix achat gaz	€ HT/MWh PCS	36,39	36,87
Prix achat bois	€ HT/MWh PCI	28,36	26,43
Prix fioul Fioul	€ HT/MWh PCI	98,42	-
Prix R1 quotas	€ HT/MWh utile	0,9	0,62
Prix achat électricité	€ HT/MWh utle	1,55	1,47
Coût vente R1	€ HT/Mwhu SST	33,57	30,89
Vente R1/an	€ TTC	11 150 567	11 531 421
Terme R2 global	€ HT/kW	77,48	76,07
Vente R2/an	€ TTC	14 304 827	15 416 283
Coût du MWh avec subventions	€ TTC/ Mwhu SST	80,86	76,15

7. Table des illustrations

Figure 1 : Synthèse Cartographique (global au terme du contrat 2039).....	10
Figure 2 : Schéma des interactions entre les parties	12
Figure 3 : Termes applicables à chaque régime tarifaire.....	15
Figure 4 : Photo de la chaufferie Biomasse de la centrale des Bellevues.....	19
Figure 5 : Photo aérienne de la centrale des Linandes	20
Figure 6 : Schéma principe d'une sous-station	27
Figure 7 : Composition du terme R1 (issu du contrat de DSP).....	36
Figure 8 : Estimation d'investissement Cenergy	41
Figure 9 : Courbe monotone des appels de puissance (état actuel)	47
Figure 10 : Prospects ZAC Bossut (20 prospects).....	49
Figure 11 : Tracer du réseau à créer (ZAC Bossut).....	49
Figure 12 : Prospect ZAC Liesse II (12).....	50
Figure 13 : Tracer du réseau à créer (ZAC Liesse II)	50
Figure 14 : Prospects identifiés Eac Marjoberts (21)	52
Figure 15 : Tracer du Réseau à créer (ZAC Marjoberts)	52
Figure 16 : Tracer du réseau à créer (ZAC Linandes)	54
Figure 17 : Prospect Bas Noyer	54
Figure 18 : Tracer du réseau à créer (Secteur Bas Noyer).....	55
Figure 19 : Prospects Secteur Chennevières (11)	56
Figure 20 : Tracer du réseau à créer (Secteur Chennevières)	56
Figure 21 : Prospects Secteur Closbilles (8).....	57
Figure 22 : Tracer du réseau à créer (Secteur Closbilles)	58
Figure 23 : Prospects Prefecture Centre et Ouest (4)	58
Figure 24 : Tracer du réseau à créer (Secteur préfecture Centre)	59
Figure 25 : Tracer du réseau à créer (Secteur préfecture Ouest)	59
Figure 26 : Tracer du réseau à créer (Secteur Saint Christophe).....	60
Figure 27 : Potentiels énergétiques (<1km du réseau)	61
Figure 28 : Densité énergétique à proximité du réseau de Cergy-Pontoise	62
Figure 29 : Répartition des besoins de chaleur par typologie de bâtiment.....	64
Figure 30 : Courbe monotone des appels de puissance (état projeté)	67
Figure 31 : Tableau impact équivalent CO2.....	68
Figure 32 : Compte d'exploitation prévisionnel (2021-2028)	71
Figure 33 : Compte d'exploitation prévisionnel (2028 - 2036)	72