

VILLE DE
BOULOGNE-
BILLANCOURT

SCHEMA DIRECTEUR DES RESEAUX DE CHALEUR ET DE FROID

Octobre 2023



www.inddigo.com



SOMMAIRE

PREAMBULE	3
LISTE DES ABREVIATIONS	4
CONTEXTE	5
1 DIAGNOSTIC DU RESEAU ET EVALUATION DE LA QUALITE DU SERVICE FOURNI	9
1.1 INTRODUCTION	9
1.2 ETAT DES LIEUX DES RESEAUX EXISTANTS – NOTE DE PRESENTATION.....	9
1.3 GRILLE D’INDICATEURS DE PERFORMANCE DU RESEAU	29
2 ETAT DES LIEUX DES SOURCES DE CHALEUR A PROXIMITE.....	30
2.1 RESEAU DE CHALEUR A PROXIMITE	30
2.2 CHALEUR FATALE INDUSTRIELLE	31
2.3 CHALEUR FATALE EAUX USEES.....	32
2.4 GEOTHERMIE.....	33
3 EVOLUTIONS / DEVELOPPEMENTS ENVISAGES DES RESEAUX.....	37
3.1 EVOLUTIONS SUR LES BATIMENTS RACCORDES	37
3.2 MODIFICATIONS SUR LE TRACE DU RESEAU	38
3.3 ANALYSE DES POSSIBILITES DE DENSIFICATION DU RESEAU DE CHALEUR	38
3.4 ANALYSE DES POSSIBILITES D’EXTENSION DU RESEAU DE CHALEUR ET DU RESEAU FROID.....	40
3.5 ANALYSE DES POSSIBILITES DE CREATION DE RESEAU DE CHALEUR	43
3.6 INTERCONNEXION ENTRE RESEAUX DE CHALEUR	43
3.7 INTEGRATION D’ENERGIES RENOUVELABLES ET DE RECUPERATION.....	45
3.8 SCENARIOS.....	47
4 ANALYSE ECONOMIQUE, ENVIRONNEMENTALE ET SOCIALE.....	56
4.1 COMPTE D’EXPLOITATION PREVISIONNEL ANNEXE AU CONTRAT	56
4.2 SIMULATION FINANCIERE DES SCENARIOS.....	57
4.3 SYNTHESE ECONOMIQUE DES DIFFERENTS SCENARIOS.....	74
5 SYNTHESE DE L’ETUDE, CHOIX DU SCENARIO ET PLAN D’ACTIONS	78
5.1 SCENARIO FINAL	78
5.2 FEUILLE DE ROUTE.....	96
LISTE DES ANNEXES	105
LISTE DES ILLUSTRATIONS	106

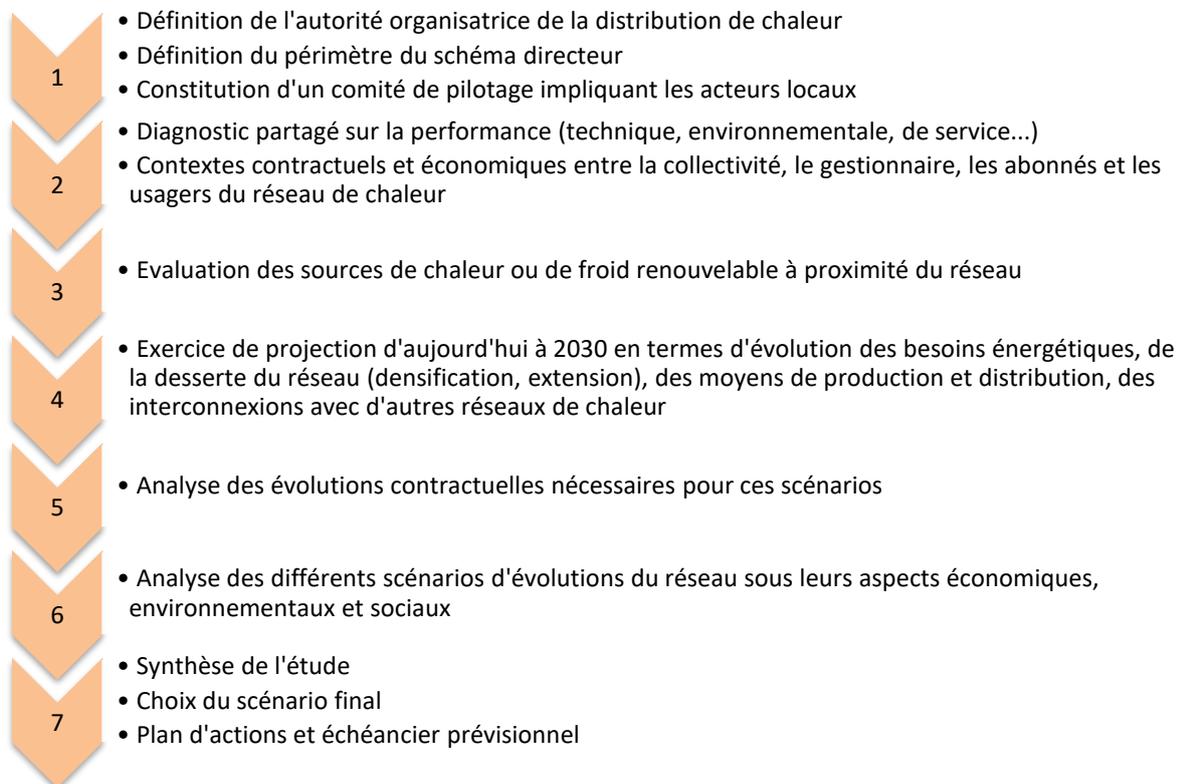
PREAMBULE

La **Ville de Boulogne-Billancourt** a confié la prise en charge du **service public de production, de transport, d'exploitation et de distribution de la chaleur et de froid** destinée à assurer le chauffage, la production d'eau chaude sanitaire et la climatisation des abonnés de ces réseaux, alimentés par des centrales de production thermique à une filiale du groupe IDEX, **Seguin Rives de Seine Energies**, dans le cadre d'une convention de délégation de service public qui a pris effet au 05 mai 2006 et dont la date d'échéance est fixée au **30 juin 2035**.

Ce contrat a été modifié par sept avenants successifs qui seront décrits dans le présent rapport.

Dans la **perspective du développement** des réseaux, la Ville de Boulogne-Billancourt a décidé de réaliser son **Schéma directeur des réseaux de chaleur et de froid urbain**. Au-delà de l'obligation réglementaire, ce schéma peut s'avérer être un véritable outil d'aide à la décision pour les grandes orientations à prendre concernant l'évolution de ces réseaux, et ainsi améliorer l'efficacité énergétique et le développement des énergies renouvelables et de récupération sur le territoire de la Ville.

L'élaboration du schéma directeur du réseau de chaleur comprend les étapes clés suivantes :



Ce schéma directeur est un élément nécessaire pour permettre à la Ville de Boulogne-Billancourt et son Délégué d'obtenir des financements en vue de la modernisation et du développement des ouvrages notamment pour pouvoir bénéficier des aides du Fonds chaleur de l'ADEME.

LISTE DES ABREVIATIONS

ADEME	Agence de l'Environnement de la Maîtrise de l'Energie
AMORCE	Association nationale des collectivités, des associations et des entreprises pour la gestion des réseaux de chaleur, de l'énergie, et des déchets.
ANRU	Agence nationale de rénovation urbaine
CCSPL	Commission consultative des services publics locaux
CEREMA	Centre d'études et d'expertise sur les risques, l'environnement, la mobilité et l'aménagement
CIBE	Comité Interprofessionnel du Bois- Energie
DSP	Délégation de service public
EnR&R	Energies renouvelables et de récupération
FNCCR	Fédération Nationale de Collectivités Concédantes et Régies
GER	Gros entretien renouvellement
GPSO	Grand Paris Seine Ouest
MDE	Maîtrise de l'énergie
NPNRU	Nouveau programme national de renouvellement urbain
PLU	Plan local d'urbanisme
PCAET	Plan climat-air-énergie territoire
SCOT	Schéma de cohérence territoriale
SDE	Schéma directeur des énergies
SRADDET	Schéma régional d'aménagement, de développement durable et d'égalité des territoires
SER	Syndicat des Energies Renouvelables
SNBC	Stratégie nationale bas carbone
SNCU	Syndicat National du Chauffage Urbain et de la climatisation urbaine
TFP	Thermo-frigo-pompe
UIOM	Usine d'incinération des ordures ménagères
UVE	Unité de valorisation énergétique
VIA SEVA	Association chargée de la promotion des réseaux de chaleur et de froid

CONTEXTE

La loi sur la transition énergétique pour la croissance verte du 17 août 2015 a permis de rappeler le rôle important des réseaux de chaleur et de froid pour l'efficacité énergétique et la distribution des énergies renouvelables et de récupération (EnR&R) locales qui constituent aujourd'hui 53% du mix énergétique des réseaux de chaleur. En effet, les réseaux de chaleur permettent d'une part de valoriser de manière optimale la biomasse, la géothermie, l'énergie solaire ainsi que les chaleurs de récupération (UIOM, processus industriels) en milieu rural et urbain et d'autre part d'exprimer la volonté d'une collectivité de se saisir, sur son territoire, des enjeux liés à l'énergie depuis la production jusqu'à l'utilisateur final.

Cette loi, qui fixe un objectif ambitieux en matière de chaleur renouvelable, va impacter fortement le développement des réseaux de chaleur :

- ✓ Elle place les réseaux de chaleur à la pointe de la transition énergétique en visant la multiplication par 5 de la quantité de chaleur et de froid renouvelable et de récupération livrée par les réseaux de chaleur et de froid d'ici à 2030.
- ✓ Dans cet objectif, elle introduit dans la programmation pluriannuelle de l'énergie un plan stratégique national de développement de la chaleur et du froid renouvelable. Ce plan devra permettre d'augmenter la part des EnR&R dans le bouquet énergétique des réseaux ; de développer les sources d'EnR&R ; de valoriser les énergies fatales ; de développer les synergies avec la production électrique.
- ✓ Elle fixe un objectif de baisse globale de -20% des consommations d'énergie en France d'ici à 2030 ainsi qu'un objectif de rénovation du parc immobilier aux normes « bâtiment basse consommation » d'ici à 2050 qui va nécessairement impacter les quantités d'énergie livrées par les réseaux de distribution d'énergie et potentiellement remettre en cause leur équilibre économique. Cela est d'autant plus vrai pour les réseaux de chaleur dont l'équilibre économique s'établit au niveau local.
- ✓ Elle acte la création et l'exploitation d'un réseau de chaleur comme étant une compétence des communes qu'elles peuvent, et doivent dans certains cas, transférer à une intercommunalité. Elle confirme également le caractère de service public industriel et commercial de cette activité.
- ✓ Elle permet aux collectivités de coordonner le développement de leurs réseaux d'énergies dans leur PLU ainsi que dans leur PCAET.
- ✓ Enfin, elle rend systématique la réalisation d'un schéma directeur des réseaux de chaleur ou de froid en service depuis le 1er janvier 2009.

Les réseaux de chaleur, qui ne véhiculent aujourd'hui que 4% de la production énergétique française, devront contribuer à 10% de la production totale d'EnR&R d'ici à 2030. Ils constituent donc un levier majeur de la transition énergétique, aux mains des collectivités locales qui sont chargés de ces services publics.

Par ailleurs, les discussions autour de cette loi ont permis de confirmer le fonds chaleur, qui est l'un des dispositifs de soutien aux EnR&R les plus efficaces. Le fonds chaleur permet de soutenir les investissements pour des réseaux distribuant plus de 50% d'EnR&R. Cependant, afin de pouvoir soutenir les projets d'extension sur des réseaux n'atteignant pas encore le niveau de 50 % d'EnR&R requis, le Fonds chaleur prévoit d'apporter une aide à ces projets à condition que le maître d'ouvrage s'engage à atteindre ce taux dans un délai de 5 ans maximum. Cet engagement sera étayé par la présentation d'un "schéma directeur" du réseau.

Enfin, le schéma directeur est une première étape en vue du renouvellement d'un contrat de Délégation de service public. Il peut être la base de la définition du nouveau contrat de DSP.

C'est dans ce contexte que les collectivités ont l'occasion de (re)développer leurs réseaux de chaleur pour en faire bénéficier au plus grand nombre d'habitants, de bâtiments tertiaires et industriels.

En réalisant ce schéma directeur, il ne s'agit pas simplement de répondre à une obligation réglementaire, mais de co-construire avec les acteurs locaux l'évolution du réseau de chaleur, dans une démarche prospective. L'objectif est d'aider chaque maître d'ouvrage d'un réseau existant à réaliser un

exercice de projection sur le devenir de son réseau à l'horizon 2030 et de lui fournir différents scénarios qui lui permettront de décider d'une programmation de travaux à entreprendre durant cette période. Il s'agit ainsi de définir, dans les meilleurs délais, un plan d'actions programmées qui intégrera les évolutions des demandes énergétiques, un équilibre et une performance économique pour chacun des partenaires (notamment en termes de maîtrise des charges pour l'utilisateur final) et une performance environnementale grâce au recours majoritaire aux EnR&R dans le bouquet énergétique du réseau.

L'enjeu est de taille : intégration des énergies renouvelables et de récupération et réduction des émissions de gaz à effet de serre sur le territoire, pérennisation économique du réseau par la meilleure connaissance de la demande, mise à disposition des usagers d'une chaleur à prix compétitif et stable, création d'activité et d'emploi locaux, etc.

Ce document est basé sur le premier guide d'élaboration du schéma directeur d'un réseau de chaleur publié en 2009. Il s'appuie sur les retours d'expérience de collectivités et de professionnels qui participent au groupe d'échange qu'AMORCE anime chaque année en partenariat avec l'ADEME. Dans le prolongement de ce groupe de travail, AMORCE a lancé une concertation réunissant les participants au groupe de travail et les acteurs concernés. Cette concertation a réuni des collectivités, des agences de l'énergie des collectivités, des opérateurs et le SNCU, des bureaux d'étude, les bailleurs et l'USH, le Ministère (DGEC et CEREMA), l'ADEME et AMORCE.

L'approche de ce document s'est voulue exhaustive afin de couvrir un large panel des cas pouvant se présenter, des réseaux les plus petits aux plus importants, gérés par tous types de collectivités ou groupement de collectivités, et quel que soit leur bouquet énergétique, notamment leur part d'énergies renouvelable ou de récupération.

C'est pourquoi, afin de respecter l'objectif de ce document qui est d'être un guide d'aide à la décision, il conviendra d'adapter sa mise en œuvre et le temps à y consacrer, en fonction de la taille et de la complexité des cas à traiter.

Rappelons enfin que le schéma directeur est exigé par l'ADEME pour toute demande d'aide à l'investissement sur un réseau de chaleur existant (extension, densification, chaufferie). L'ADEME peut apporter des aides financières à la réalisation des schémas directeurs qui suivent le présent référentiel.

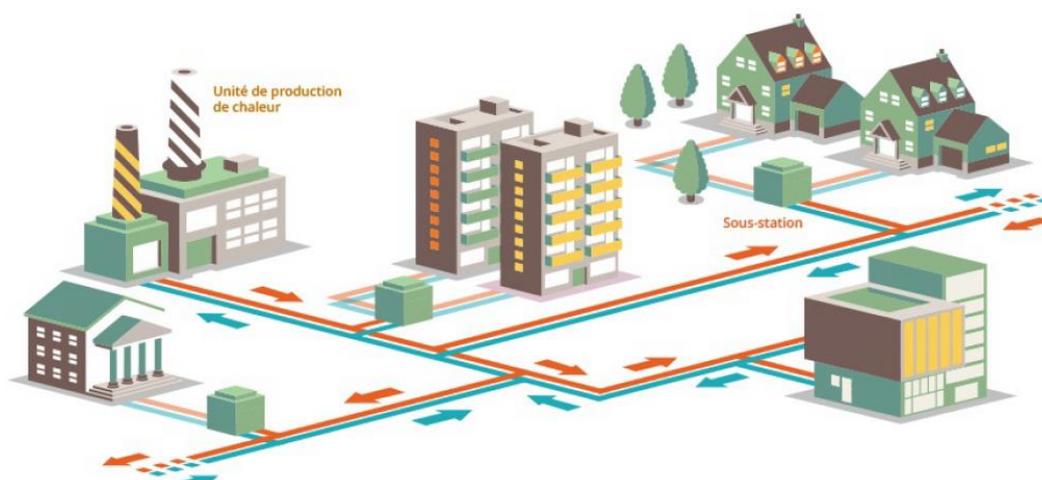


Figure 1 : Schéma de principe type d'un réseau de chaleur (source ADEME)

Les programmations pluriannuelles de l'énergie

Les programmations pluriannuelles de l'énergie (PPE), outils de pilotage de la politique énergétique ont été créées par la loi de transition énergétique pour la croissance verte.

La PPE de métropole continentale exprime les orientations et priorités d'action des pouvoirs publics pour la gestion de l'ensemble des formes d'énergie sur le territoire métropolitain continental, afin d'atteindre les objectifs de la politique énergétique définis aux articles L. 100-1, L. 100-2 et L. 100-4 du code de l'énergie.

La PPE comprend les volets suivants :

- La sécurité d'approvisionnement ;
- L'amélioration de l'efficacité énergétique et la baisse de la consommation d'énergie primaire, en particulier fossile ;
- Le développement de l'exploitation des énergies renouvelables et de récupération,
- Le développement équilibré des réseaux, du stockage, de la transformation des énergies et du pilotage de la demande d'énergie pour favoriser notamment la production locale d'énergie, le développement des réseaux intelligents et l'autoproduction ;
- La stratégie de développement de la mobilité propre ;
- La préservation du pouvoir d'achat des consommateurs et de la compétitivité des prix de l'énergie, en particulier pour les entreprises exposées à la concurrence internationale. Ce volet présente les politiques permettant de réduire le coût de l'énergie ;
- L'évaluation des besoins de compétences professionnelles dans le domaine de l'énergie et à l'adaptation des formations à ces besoins.

Groupe de travail WARGON – Réseaux de chaleur et de froid

Lancé en 2018 par le ministère de la Transition écologique et solidaire, le Plan de libération des énergies renouvelables a pour but d'accélérer le déploiement des énergies renouvelables en simplifiant leur cadre réglementaire et incitatif.

C'est dans ce cadre, et après avoir conclu des groupes de travail sur l'éolien, le photovoltaïque et la méthanisation, qu'Emmanuelle Wargon, secrétaire d'État auprès de la ministre de la Transition écologique et solidaire, a lancé en mars dernier un groupe de travail « chaleur et froid renouvelables ». Celui-ci a réuni les acteurs de la filière pour identifier et lever les freins au développement du secteur. Indigo a fait partie du groupe de travail et a participé activement à établir une liste de propositions tangibles.

Élisabeth Borne, ministre de la Transition écologique et solidaire, et Emmanuelle Wargon ont dévoilé le 7 octobre 2019 à Reims les conclusions de ces travaux, qui ont débouché sur 25 décisions concrètes.

Les actions annoncées visent 5 objectifs clés :

- Accroître la mobilisation et l'attractivité des réseaux,
- Améliorer l'information et la protection des consommateurs,
- Renforcer la compétitivité économique des réseaux,
- Contribuer au verdissement de l'énergie livrée par les réseaux,
- Valoriser l'innovation et investir dans la Recherche & Développement.

Les propositions faites par le groupe de travail et validées par les ministres visent à renforcer l'attractivité des réseaux de chaleur et de froid, leurs bienfaits pour les consommateurs et l'environnement, ainsi que leur compétitivité économique. L'objectif est d'inciter les collectivités territoriales et leurs partenaires à **agir dès maintenant pour atteindre les objectifs nationaux** à l'horizon 2030, à savoir une multiplication par 5 des quantités de chaleur et de froid renouvelables et de récupération livrées par rapport à 2012.

La mise en œuvre des mesures annoncées sera portée par différents acteurs, en premier lieu desquels l'Etat et l'ADEME ; ainsi que des acteurs de la filière tels qu'AMORCE, le SNCU, la FNCCR, CEREMA, VIA SEVA, le CIBE, le SER.

Loi Energie Climat du 8 novembre 2019

Après une année de débat, la Loi Energie-Climat a été publiée le 9 novembre au Journal Officiel. Elle fixe comme principaux objectifs :

- L'atteinte de la neutralité carbone en 2050 ;
- La réduction de la consommation énergétique primaire des énergies fossiles de 40 % en 2030 par rapport à l'année de référence 2012 ;
- La réduction de la part du nucléaire dans la production d'électricité à 50% à l'horizon 2035.

Elle instaure également, à compter du 1er juillet 2023 puis tous les 5 ans, la publication d'une loi pour déterminer les objectifs et fixer « les priorités d'action de la politique énergétique nationale pour répondre à l'urgence écologique et climatique ».

L'article 55 rend obligatoire le **classement des réseaux de chaleur à partir du 1er janvier 2022**. Toutefois, "sur délibération motivée, une collectivité territoriale ou un groupement de collectivités territoriales peut décider de ne pas classer un réseau de chaleur situé sur son territoire."

Pour rappel, le classement d'un réseau de chaleur ou de froid est la procédure qui permet à une collectivité de rendre obligatoire le raccordement au réseau, existant ou en projet, dans certaines zones, pour les nouvelles installations de bâtiments. Cet outil de planification énergétique territoriale offre aux collectivités la possibilité de mieux maîtriser le développement de la chaleur renouvelable sur leur territoire, améliore la visibilité pour la réalisation de projets de réseaux de chaleur renouvelable, et contribue à l'amélioration des pratiques notamment via une concertation renforcée.

1 DIAGNOSTIC DU RESEAU ET EVALUATION DE LA QUALITE DU SERVICE FOURNI

1.1 INTRODUCTION

La première partie de la démarche consiste en un diagnostic permettant d'établir une base commune pour l'ensemble des acteurs du réseau de chaleur : maître d'ouvrage, entreprises, abonnés, usagers, financeurs.

Les documents suivants ont notamment été nécessaires à l'élaboration du schéma directeur :

- ✓ Plan des réseaux,
- ✓ Contrats (contrat de délégation de service public, annexes et avenants, Contrat de crédit-Bail, annexe et avenants, contrat de fourniture d'énergie),
- ✓ Rapports annuels d'exploitation,
- ✓ Compte-rendu de Commission Consultative des Services Publics Locaux (CCSPL),
- ✓ Les documents d'urbanisme existants (SCOT, PLU, PCAET...).

1.2 ETAT DES LIEUX DES RESEAUX EXISTANTS – NOTE DE PRESENTATION

Le territoire de Boulogne-Billancourt compte au 1^{er} janvier 2022, un total de près de 122 000 habitants et deux réseaux d'énergie thermique : 1 réseau de chaleur urbain et 1 réseau de froid urbain.

Ces réseaux s'étendent au Sud du territoire, sur un périmètre de 74ha (soit 12% de la superficie totale de la Ville).

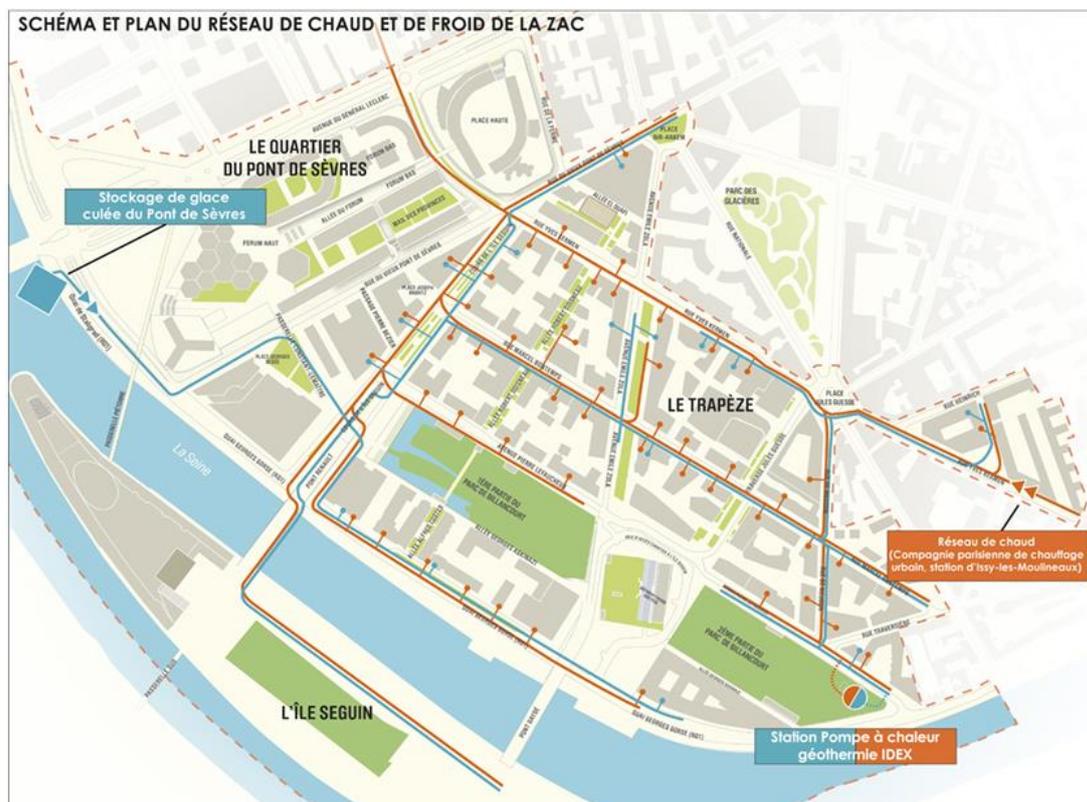


Figure 2 : Illustration du réseau (source IDEX)

1.2.1 HISTORIQUE DU RESEAU

1.2.1.1 Contexte historique

Les réseaux de chaleur et de froid de Boulogne-Billancourt ont été créés en 2006 à l'initiative de la Ville de Boulogne-Billancourt. Leurs travaux et leurs exploitations ont été confiés à la société IDEX via un contrat de délégation de service public.

IDEX Seguin Rives de Seine est la filiale du groupe IDEX en charge des réseaux de chaleur et d'eau glacée de la Ville de Boulogne-Billancourt. IDEX crée pour chaque Délégation de Service Public (DSP) une société locale. Avec ses 9 ingénieurs et techniciens spécialisés, IDEX Seguin Rives de Seine Energies assure la fourniture de chauffage, d'eau chaude sanitaire et d'eau glacée des bâtiments de la ZAC Seguin, et du quartier de la Tête du Pont de Sèvres. Le réseau se déploie également sur le quartier Silly Gallieni.

1.2.1.2 Contrat initial et avenants

Dans le cadre d'une convention de délégation de service public et conformément à son article 4.1, IDEX Energies a créé une société dédiée au service délégué au 3 avril 2006 : la société **Idex Seguin Rives de Seine Energies**. Cette société est donc chargée de la création des moyens de production de chaud et de froid, du déploiement du réseau de chaleur et de la mise en service des sous-stations notamment sur les nouveaux bâtiments de la ZAC Ile Seguin-Rives de Seine.

La convention initiale de délégation de service public a fait l'objet des avenants suivants au 30 septembre 2021 :

- ✓ Avenant n°1 (2008)
 - Création de la société Idex Seguin Rives de Seine Energies
 - Contrat CPCU / Idex Seguin Rives de Seine Energies
 - Implantation de la centrale frigorifique dans le Pont de Sèvres
 - Modification du régime de température secondaire froid
 - Date de remise du compte rendu annuel du Délégué
- ✓ Avenant n°2 (2010)
 - Mise en œuvre de solutions techniques permettant l'utilisation prioritaire d'énergies renouvelables.
 - Certification des comptes du contrat de concession.
- ✓ Avenant n°3 (2012)
 - Nouvelles modalités de mise en œuvre des solutions techniques permettant l'utilisation prioritaire d'énergies renouvelables telles que décrites dans l'avenant n°2
- ✓ Avenant n°4 (2017)
 - Prolongement du réseau et exportation d'énergie rue Traversière
- ✓ Avenant n°5 (2017)
 - Mise en adéquation de l'exercice annuel d'exploitation et de l'exercice comptable qui se tient du 1^{er} octobre de l'année n au 30 septembre de l'année n+1.

- ✓ Avenant n°6 (2017)
 - Figurer les valeurs du R24 à leur niveau d'origine
 - Acter l'absence de subventions par la région Ile-de-France
 - Modifier les conditions de financement afin de permettre le recours à l'emprunt plutôt que le crédit-bail
- ✓ Avenant n°7 (2021)
 - Modalités techniques et financières de l'extension du réseau de chaleur
 - Modification du périmètre géographique
 - Modification de la durée
 - Définition de la valeur nette comptable

Au 30 septembre 2021, 107 abonnés sont raccordés et desservis par un réseau de distribution de 18 845 m et alimenté par la production de la CPCU (sous-station), de la centrale Pont de Sèvres et de la centrale du Parc Est.

1.2.1.3 Périmètre du contrat

Au titre du contrat initial, la société **Idex Seguin Rives de Seine Energies** a pour mission au titre de la convention DSP d'établir et développer un service de production, de distribution et de livraison de chaleur et de froid sur la **ZAC Ile Seguin-Rives de Seine**. La société est également autorisée à exporter de la chaleur pour développer le réseau de chaleur sur le **quartier Silly-Gallieni** (située hors ZAC et hors périmètre).

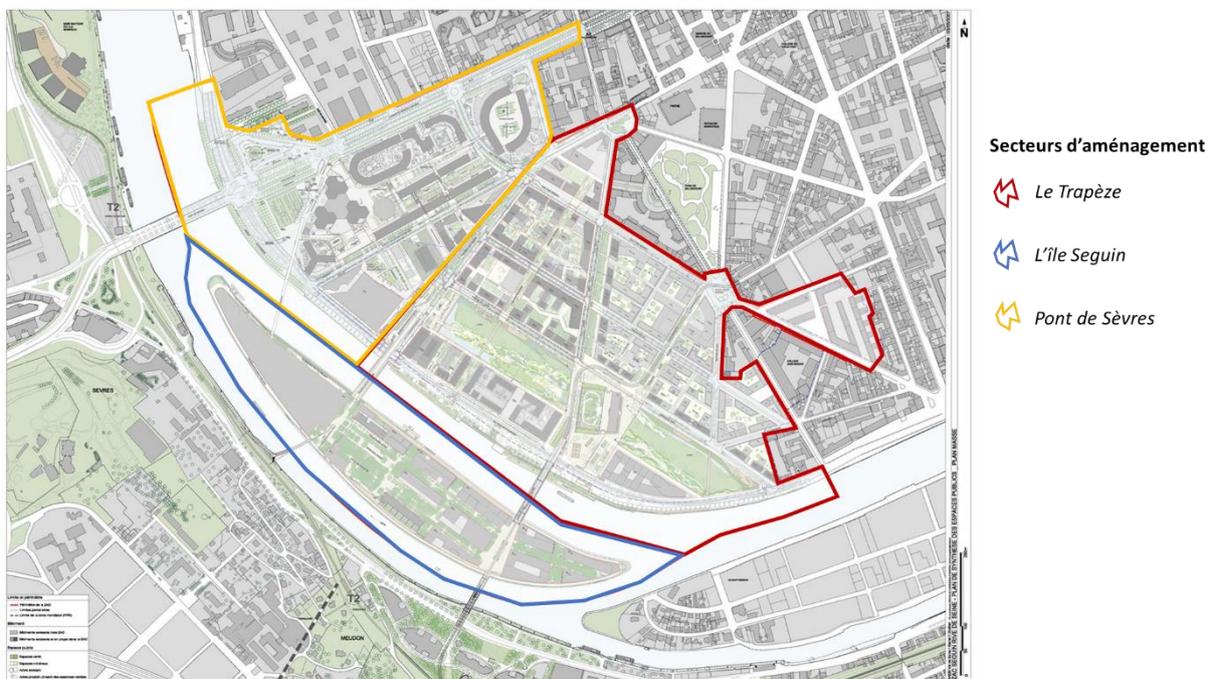


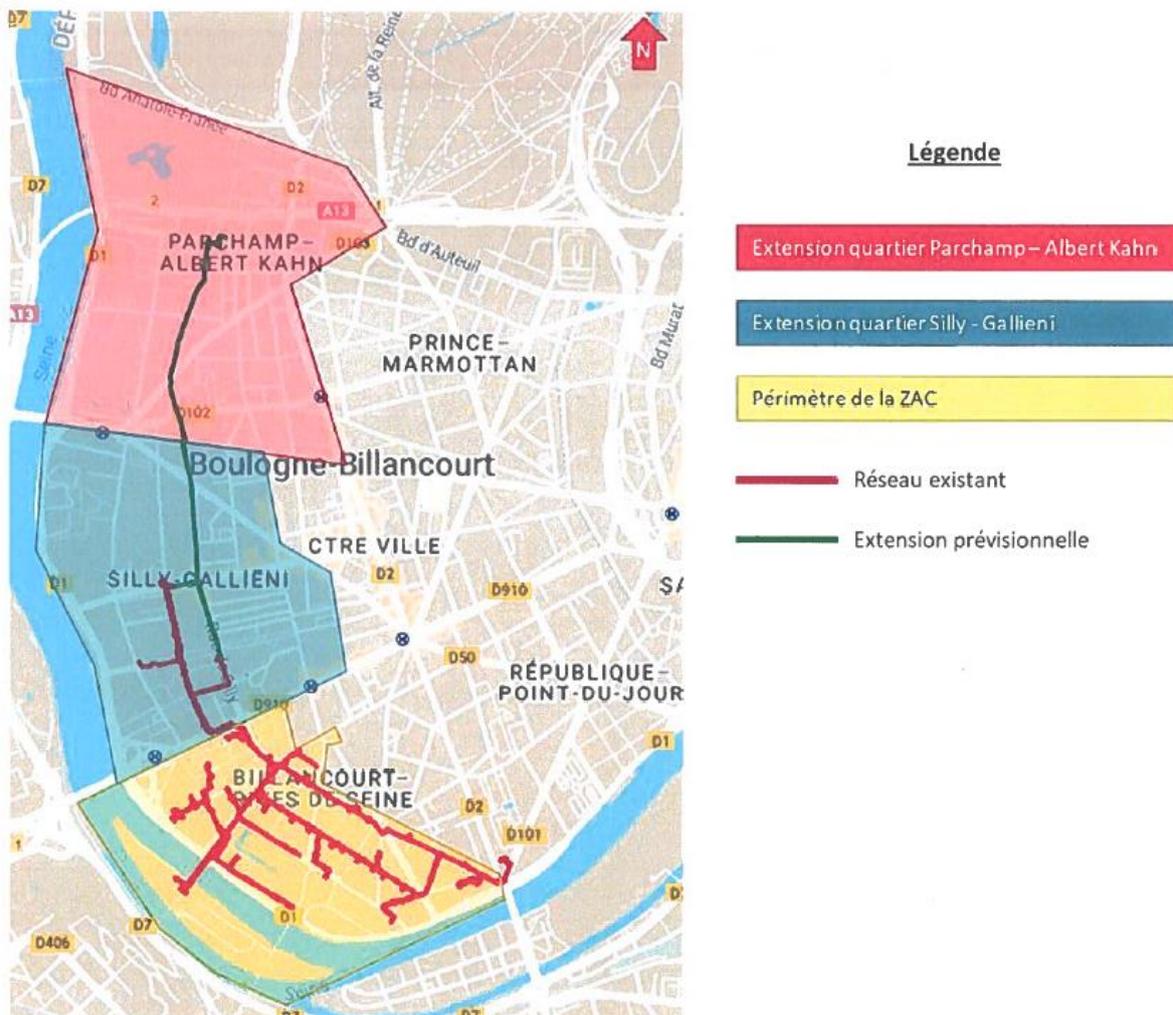
Figure 3 : Secteurs d'aménagement de la ZAC Ile Seguin-Rives de Seine

L'opération d'aménagement de cette ZAC se divise en trois secteurs d'aménagement :

- ✓ Le **Trapèze** (37,5 hectares) : ce secteur mixte (logements, équipements publics, bureaux, commerces, espaces verts, etc.) est aménagé en deux phases ; la **partie Ouest**, aujourd'hui livrée, et la **partie Est**, largement engagée. La réalisation du réseau de chaud et de froid est presque terminée sur cette partie.
- ✓ **L'île Seguin** (11,5 ha) : conçue pour devenir un pôle international d'innovation, dédié à la culture et à l'économie créative ; ouverte au public depuis 2010, elle accueille aujourd'hui des installations de préfiguration culturelle et notamment la Cité musicale départementale. Les raccordements au réseau de chaleur ont pris du retard sur cette zone.
- ✓ **Le quartier du Pont de Sèvres** (15 + 10 ha) : construit dans les années 70, en pleine rénovation urbaine, cette zone de bâtiments existants est peu concernée par le déploiement du réseau de froid et chaud à ce jour.

L'avenant n°7 modifie le périmètre du contrat initial comme suit :

- ✓ Inclusion dans le périmètre du quartier Silly-Gallieni
- ✓ Extension du périmètre



1.2.1.4 Durée du contrat

La Ville de Boulogne-Billancourt a confié une convention de délégation de service public à Idex Energies signée le 26 avril 2006 et qui a pris effet au 05 mai 2006 pour une durée de 24 exercices (période du 01/07 au 30/06) et 3 mois et qui a donc une date d'échéance fixée au 30 juin 2030 qui a été reportée au 30 juin 2035 par l'avenant n°3 et au 30 juin 2038 par l'avenant n°7.

1.2.2 PLAN DES RESEAUX

Le tracé complet des réseaux actuels est joint en annexe, sous les formats PDF, SIG et DWG. Il permet de visualiser les zones du territoire raccordées.

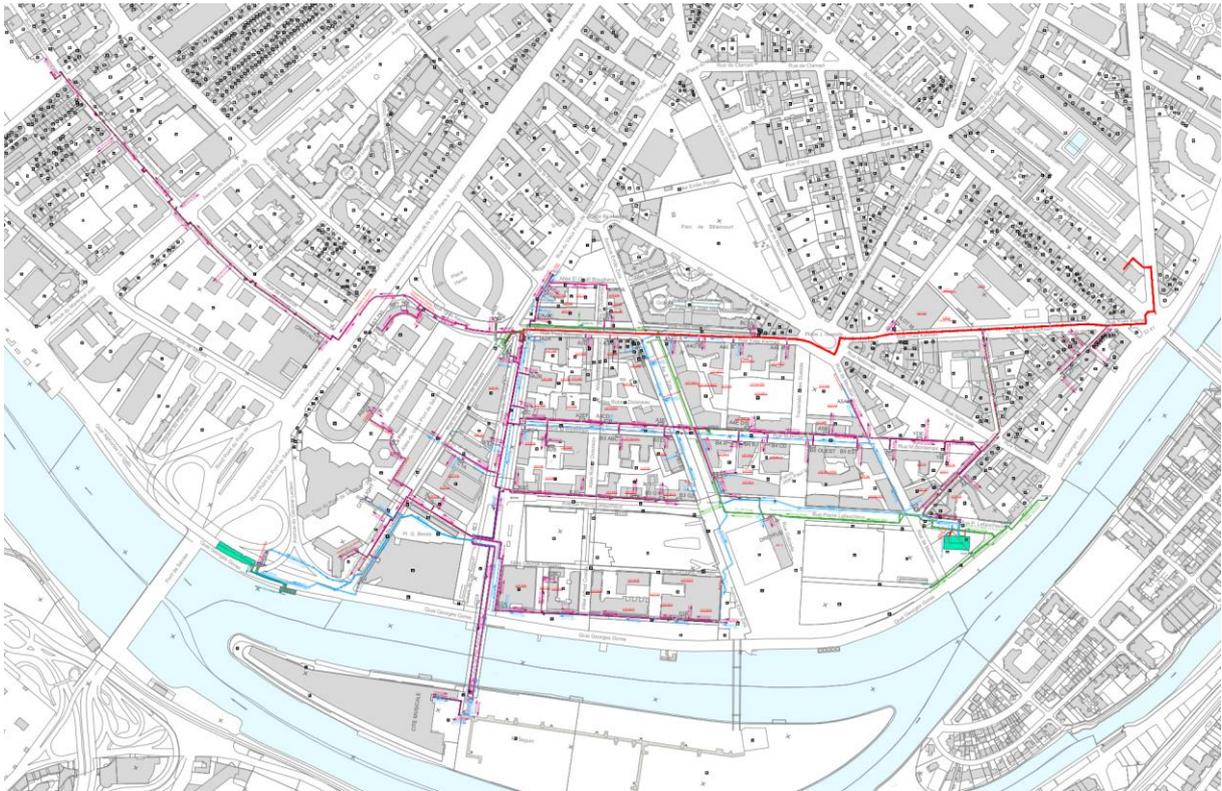


Figure 4 : Plan des réseaux de chaleur et de froid de Boulogne-Billancourt

1.2.3 SCHEMA DE SYNTHESE

Le schéma de synthèse du réseau de distribution présente la localisation des productions, les collecteurs principaux et diamètre nominaux, les tronçons de réseau ainsi que les dénominations des zones principales raccordées.

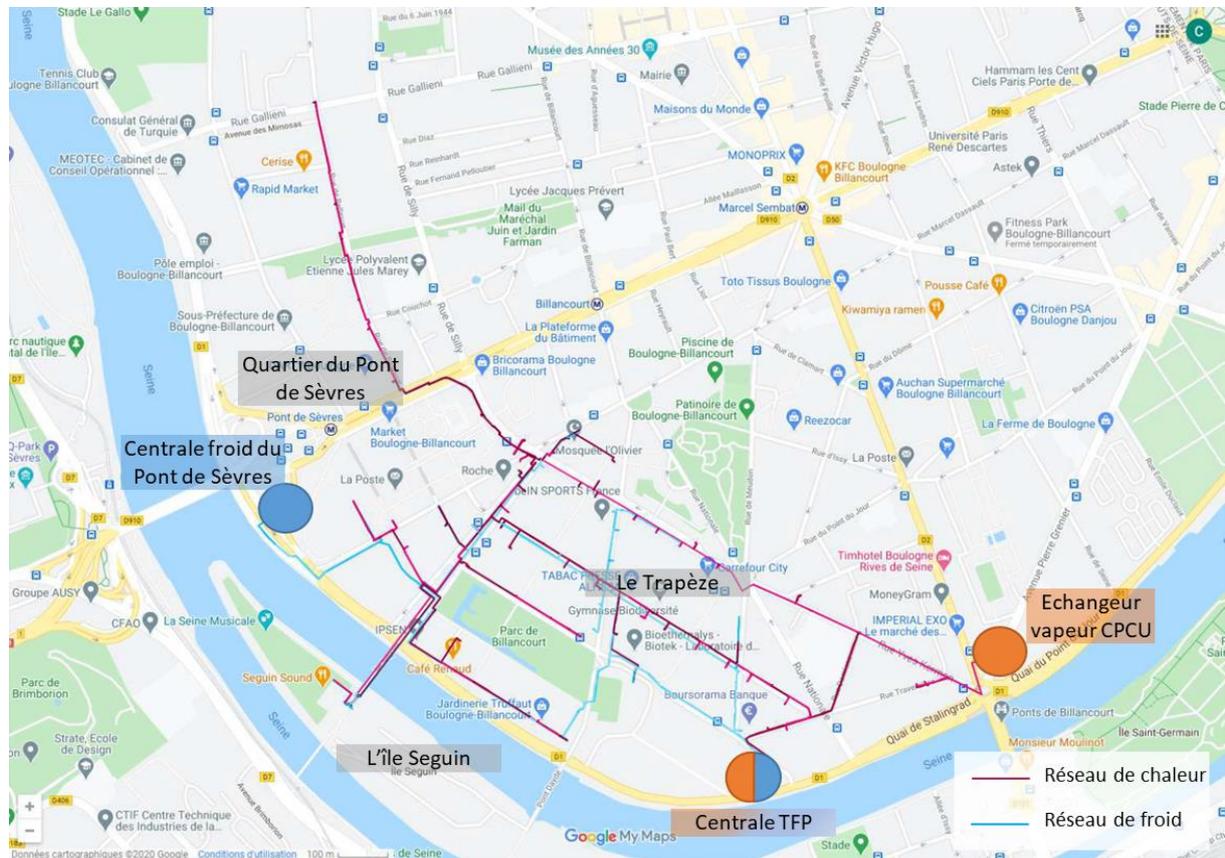


Figure 5 : Schéma de synthèse des réseaux

1.2.3.1 Principales caractéristiques des réseaux

Les mutations des réseaux et les possibilités de développement seront plus ou moins aisées en fonction de l'existant. Les paragraphes suivants visent à présenter les principales caractéristiques techniques des réseaux.

1.2.3.2 Vision d'ensemble des réseaux

La longueur totale des réseaux est de 18,845 km à fin 2021, dont 15,257 km pour le réseau de chaleur et 3,588 km pour le réseau de froid.

La hausse est de 13% au global depuis 2017. On observe que la longueur du réseau a augmenté pour la distribution de la chaleur. En revanche, le réseau froid ne s'est pas étendu lors des 5 derniers exercices.

Le seuil des 100 abonnés a été franchi en 2019.

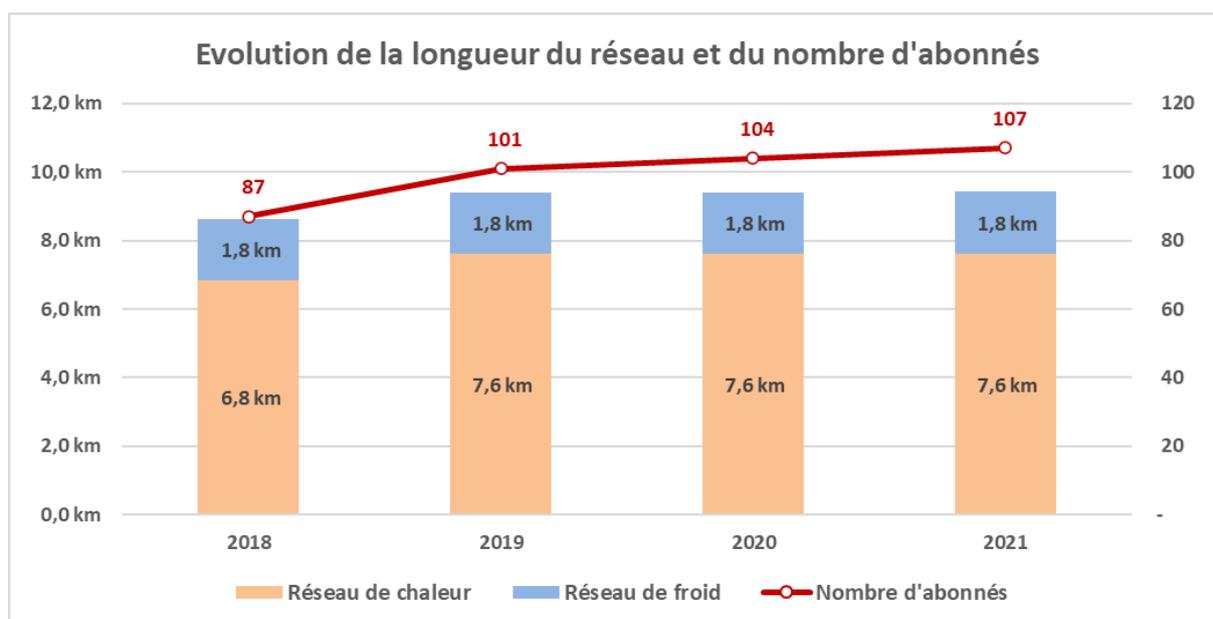


Figure 6 : Evolutions de la longueur du réseau et du nombre d'abonnés

La densité énergétique moyenne du réseau de chaleur de Boulogne-Billancourt est de **7,0 MWh/ml**, pour une moyenne nationale à 4,9 MWh/ml (source Enquête AMORCE / ADEME, janvier 2019). Ce constat met en avant la bonne densité actuelle du réseau, indicateur à ne pas dégrader voire à améliorer dans le cadre du développement du réseau.

1.2.3.3 Réseau de chaleur

Les principales caractéristiques techniques de ce réseau sont récapitulées dans le tableau ci-après.

Caractéristiques techniques 2021	RCU Boulogne-Billancourt	
Longueur totale du réseau	7,6	km
Nombre d'abonnés (chaud seul et chaud+froid)	102	Abonnés
Fluide caloporteur	Eau chaude (<100°C)	
Température de départ / retour max	80/65	°C
Puissance souscrite chauffage	39 977	kW
Puissance souscrite ECS	15 283	kW
Quantité de chaleur annuelle vendue	53 685	MWh/an
Pertes thermiques réseau	5	%
Densité thermique	7,0	MWh/ml

Le réseau de chaleur de Boulogne-Billancourt est un réseau public, géré par IDEX. Il s'étend sur 7,6km dans les quartiers du Pont de Sèvres, du Trapèze et de l'île Seguin.

102 abonnés composent ce réseau dont 16 qui sont également abonnés du réseau de froid urbain.

La puissance totale souscrite chaud (usages chauffage et ECS) est de 55 260 kW. La production de chaleur est assurée par des thermo-frigo-pompes et une sous-station d'échange CPCU.

Les installations qui assurent la production de ce réseau cumulent une puissance installée de 66 MW. La production de chaleur est assurée :

- Par des thermo-frigo-pompes puisant des calories dans des puits géothermiques (pour la centrale TFP du Parc Est)
- Et par la sous-station CPCU Pierre Grenier.

L'installation injecte dans le réseau de l'eau chaude dite « basse pression » à 80°C, répondant aux besoins des installations secondaires des bâtiments desservis.

Le rendement moyen annuel de production TFP est de l'ordre de 5 à 6 (COP « Coefficient de performance »).

Le rendement de distribution des réseaux de chaleur est de l'ordre de 95%.

1.2.3.4 Réseau de froid

Les principales caractéristiques techniques de ce réseau sont récapitulées dans le tableau ci-après.

Caractéristiques techniques 2021	RFU Boulogne-Billancourt	
Longueur totale du réseau	1,8	km
Nombre d'abonnés (froid seul et chaud+froid)	21	Abonnés
Fluide frigoporteur	Eau glacée	
Température de départ / retour	4 / 14	°C
Puissance souscrite froid	24 675	kW
Quantité de froid annuelle vendue	10 421	MWh/an
Pertes réseau	N/C	%
Densité thermique	5,8	MWh/ml

Le réseau de froid de Boulogne-Billancourt est un réseau public, géré par IDEX. Il s'étend sur 1,8km dans les quartiers du Trapèze et de l'Île Seguin.

21 abonnés composent ce réseau dont 16 qui sont également abonnés du réseau de chaleur urbain.

La puissance totale souscrite froid est de 24 675 kW. La production de froid est assurée par des thermo-frigo-pompes et des groupes froids sur eau de Seine.

Les installations frigorifiques qui assurent la production de ce réseau cumulent une puissance installée de 31 MW. Le refroidissement est assuré :

- Par des thermo-frigo-pompes puisant des frigories dans des puits géothermiques (pour la centrale TFP du Parc Est)
- Et par groupes à condensations puisant des frigories dans l'eau de Seine pour la centrale du Pont de Sèvres

L'installation injecte dans le réseau de l'eau, dite « glacée », à 4°C, répondant aux besoins des installations secondaires des bâtiments desservis.

Le rendement moyen annuel de production est de l'ordre de 3 à 4 (=EER « Energy Efficiency Ratio »).

Le rendement de distribution des réseaux de froid est meilleur que pour les réseaux de chaleur (moins de pertes thermiques dues à des écarts de températures plus faibles avec l'environnement extérieur) et peut-être estimé entre 95 et 98% au regard de la longueur relativement faible du réseau.

1.2.3.5 Mix énergétique et intégration des EnR&R

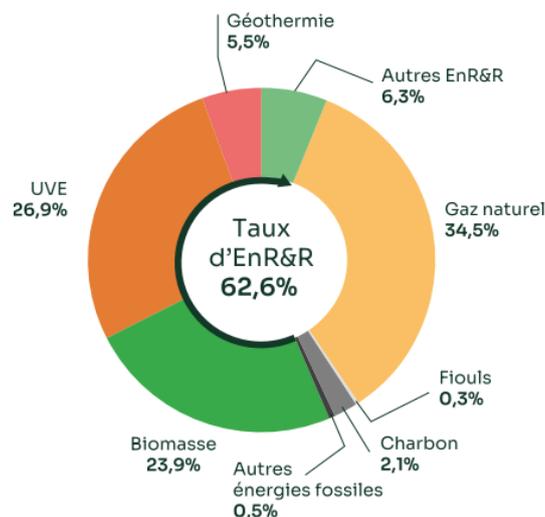
Le réseau de chaleur de Boulogne-Billancourt est un réseau qui se situe légèrement en-dessous de la moyenne des réseaux français avec un taux EnR chaud de 59,5%, contre 62,6% pour la moyenne nationale 2021.

La sous-station d'échange CPCU joue un rôle essentiel car elle couvre 60 à 65% des besoins annuels de chaleur du réseau, avec un taux EnR&R de 51%.

L'installation de thermo-frigo-pompes joue un rôle important également car elle complète de manière vertueuse le mix de production chaud en valorisant à la fois les calories du sous-sol via les puits géothermiques, et à la fois les calories (chaleur fatale) issues de la production de froid (lorsque celle-ci est majoritaire, en mi-saison par exemple).

On note que le réseau moyen français valorise d'autres énergies renouvelables et de récupération que le réseau bouloonnais n'intègre pas dans son mix énergétique, à savoir la biomasse et la récupération de chaleur fatale en provenance de l'industrie (hors UVE).

Mix énergétique RCU – Moyenne France 2022



Source : Enquête des réseaux de chaleur et de froid (Edition 2022, FEDENE SNCU)

Mix énergétique RCU Boulogne-Billancourt

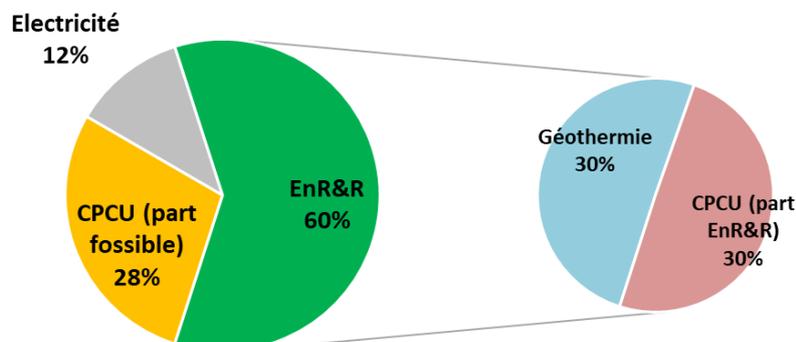


Figure 7 : Comparatif du mix énergétique 2021 Boulogne-Billancourt / France

Les deux réseaux chaud et froid ne sont pas interconnectés au sens physique du terme, cependant des échanges de calories ou frigories se font au travers des thermo-frigo-pompes. En effet, lorsque les TFP sont pilotées côté froid, la chaleur fatale rejetée sur les circuits condenseurs est partiellement récupérée pour être valorisée sur le réseau de chaleur. Et de manière inverse, lorsque les TFP sont pilotées côté chaud, le froid fatal rejeté sur les circuits évaporateurs est partiellement récupéré pour être valorisée sur le réseau de froid.

Le tableau suivant synthétise les données techniques pour les réseaux de la Ville.

Réseau	Chaud	Froid
Date données	2021	2021
Public / Privé	Public	Public
Moyens de production associés au réseau	Géothermie (TFP) Electricité Réseau CPCU	Géothermie Electricité
Taux de couverture ENR	60%	N/A
Longueur réseau	7,6 km	1,8 km
Nombre d'abonnés	102	21
Régimes de températures	80/65	4 / 14
Contenu CO2 (gCO2/kWh)	114	14
Densité énergétique (MWh/ml)	7,0	5,8

1.2.3.6 Consommations par réseau

Les deux réseaux véhiculent des quantités d'énergie bien différentes.

Près de 85% des ventes d'énergie sont des ventes de MWh chauds. Le reste des ventes d'énergie est réalisé par le réseau de froid urbain.

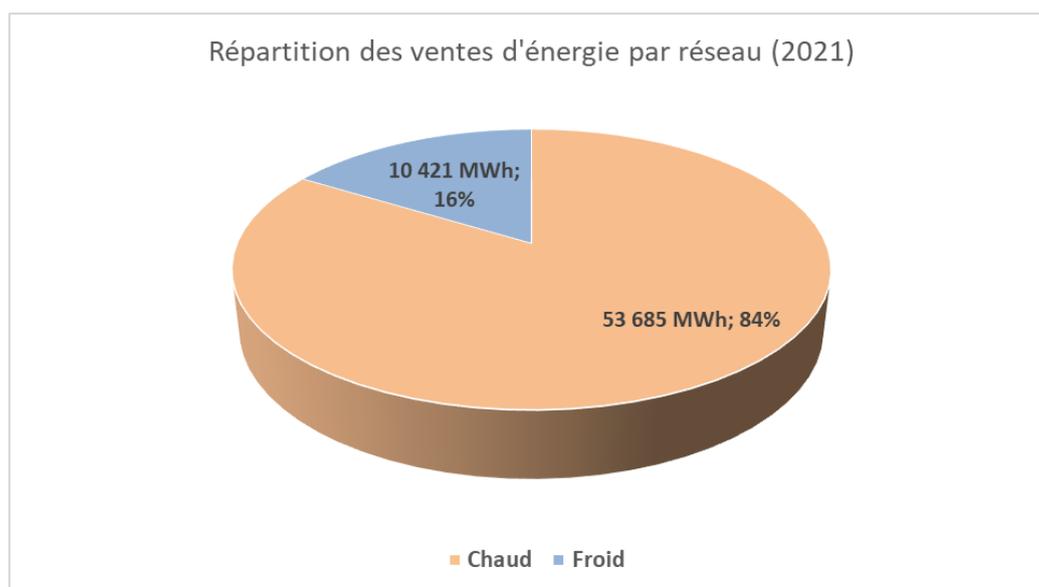


Figure 8 : Ventes d'énergie par réseau

1.2.3.7 Evolutions des pertes thermiques réseaux

Les pertes thermiques réseaux sont calculés ainsi :

$$\text{Pertes thermiques réseau [\%]} = 100\% - \frac{\text{MWh livrés en sous-stations}}{\text{MWh sortie production}}$$

Le suivi des pertes thermiques de distribution n'est pas communiqué par le délégataire dans ses rapports annuels.

Néanmoins, un rendement moyen annuel de 95% est défini par convention. Ce rendement est cohérent par rapport à l'âge et à la typologie du réseau (basse pression / basse température).

A titre de comparaison, les réseaux de chaleur français les plus anciens ont des pertes autour de 15%, tandis que les plus récents et performants (basse température) tendent vers les 5%.

1.2.3.8 Contenu CO₂

Les réseaux de chaud et de froid de Boulogne-Billancourt émettent moins de gaz à effet de serre (équivalent CO₂ / kWh vendu) que la moyenne des réseaux français.

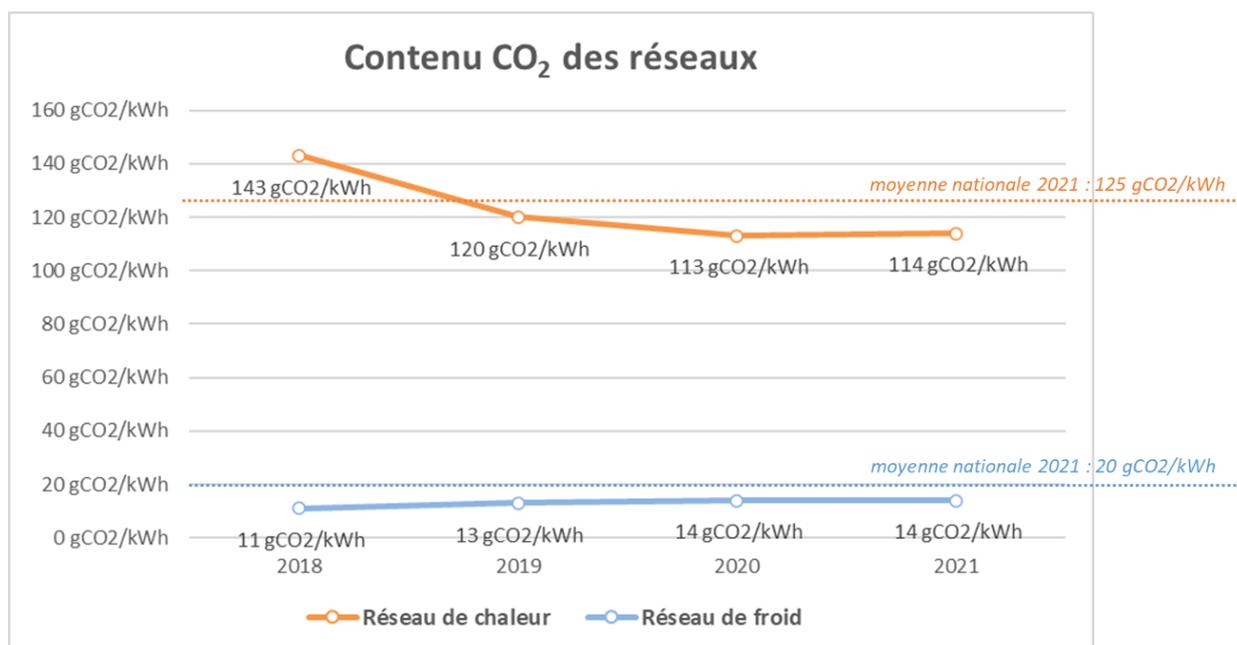


Figure 9 : Contenu CO₂ des réseaux

Le contenu CO₂ calculé du réseau de chaleur pour 2021 est de 114 gCO₂/kWh, soit 9% moins carboné que la moyenne nationale.

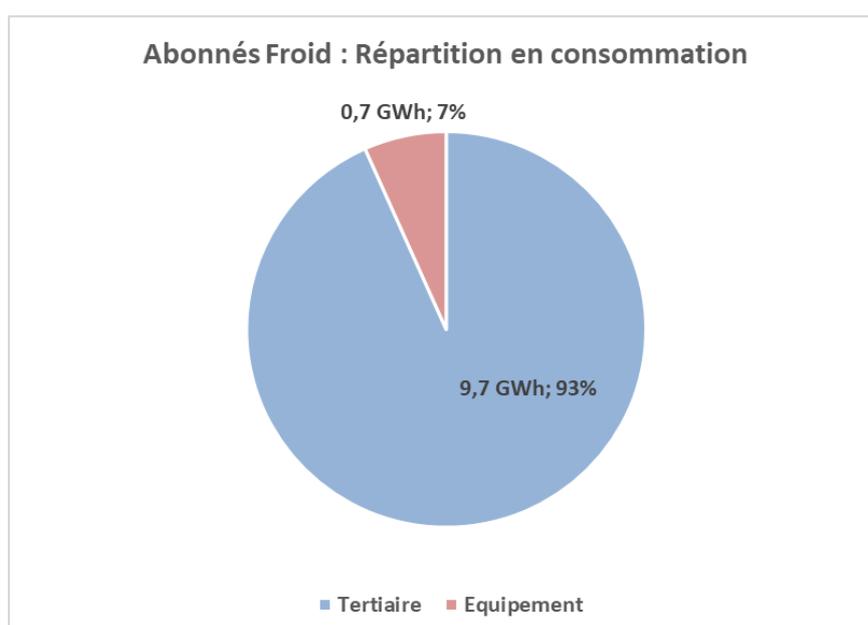
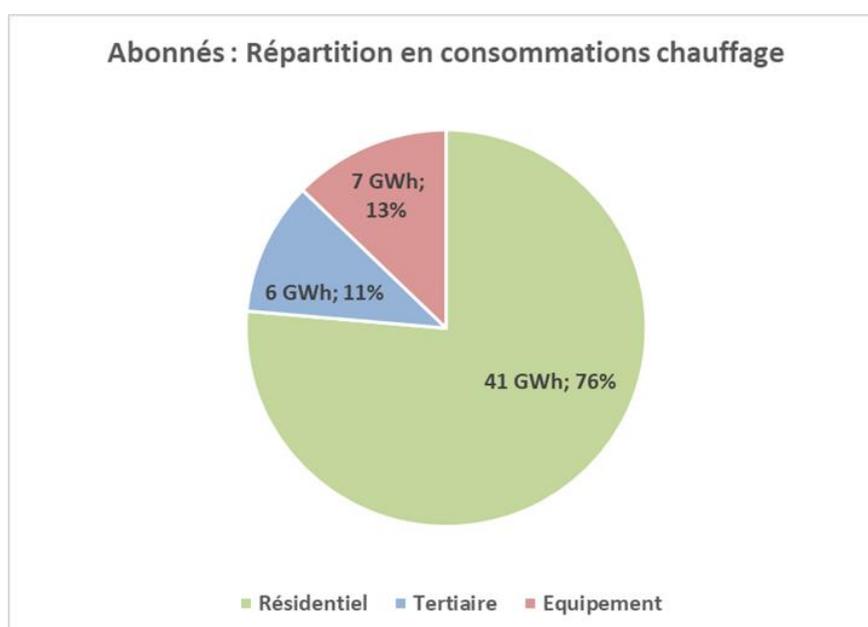
Quant au réseau froid, son contenu CO₂ calculé pour 2021 est de 14 gCO₂/kWh, soit 33% moins carboné que la moyenne nationale.

1.2.4 ABONNES ET CONSOMMATIONS

La liste des abonnés du réseau de chaleur, ainsi que la répartition des consommations 2021 par abonné est donnée en annexe.

Le tableau ci-après synthétise les Puissances souscrites et Consommations par type d'usage :

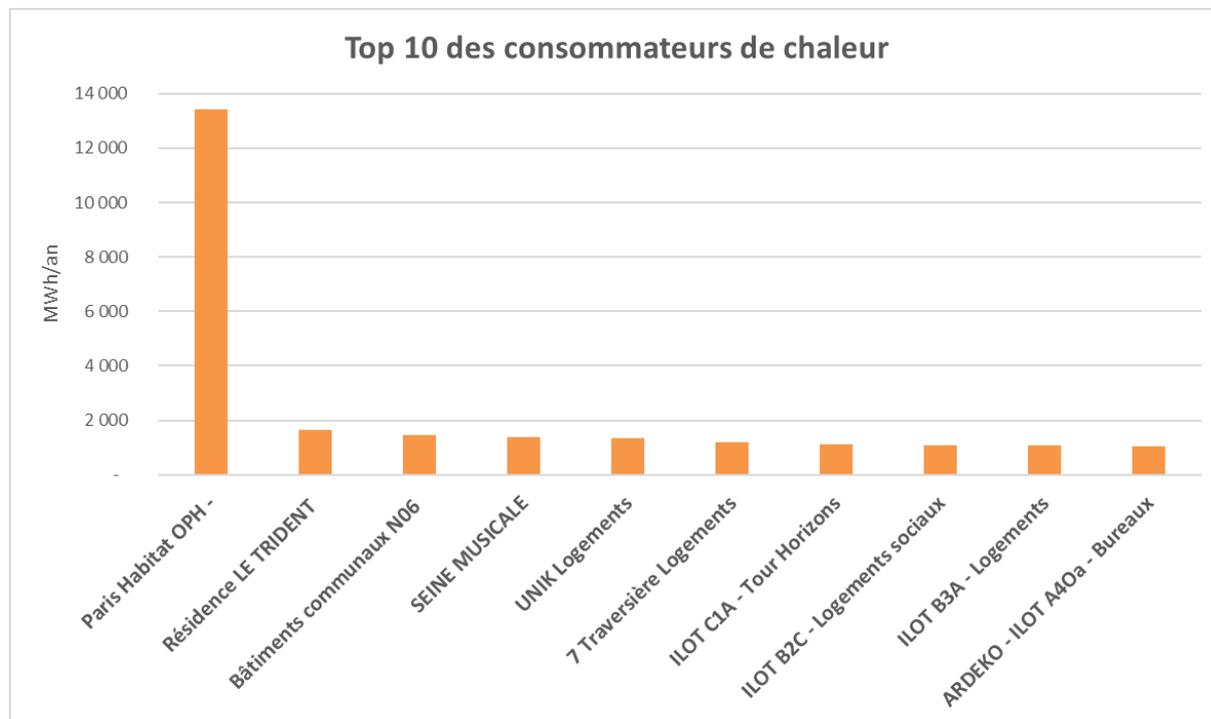
Typologie	Chaud		Froid	
	kW souscrits	MWh / an	kW souscrits	MWh / an
Résidentiel	35 612	41 000	0	0
Tertiaire	11 234	5 846	20 286	9 726
Equipement	8 414	6 837	4 389	695
TOTAL	55 260	53 683	24 675	10 421



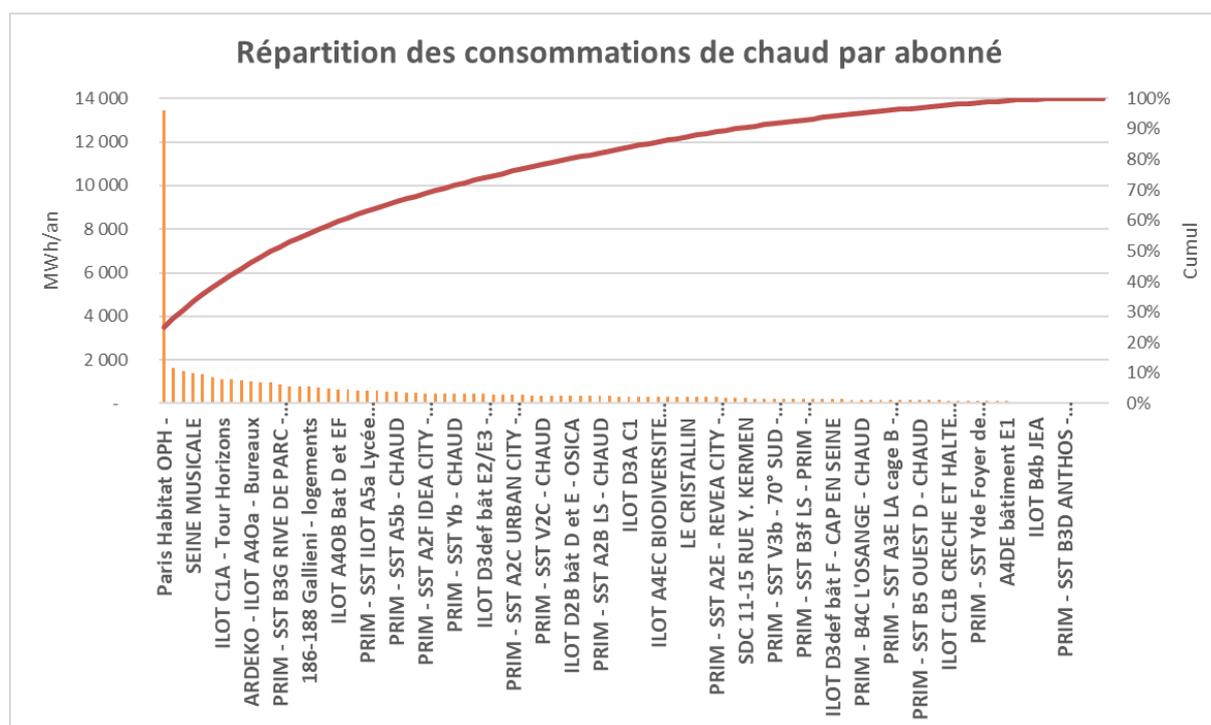
Les logements représentent les trois quarts des consommations totales de chaleur des abonnés pour l'année 2021.

Le réseau de chaleur alimente à hauteur de respectivement de 13% et 11% les équipements publics (scolaires notamment) et les immeubles de bureaux.

Les 10 plus importants consommateurs de chaleur du réseau sont identifiés ci-dessous.



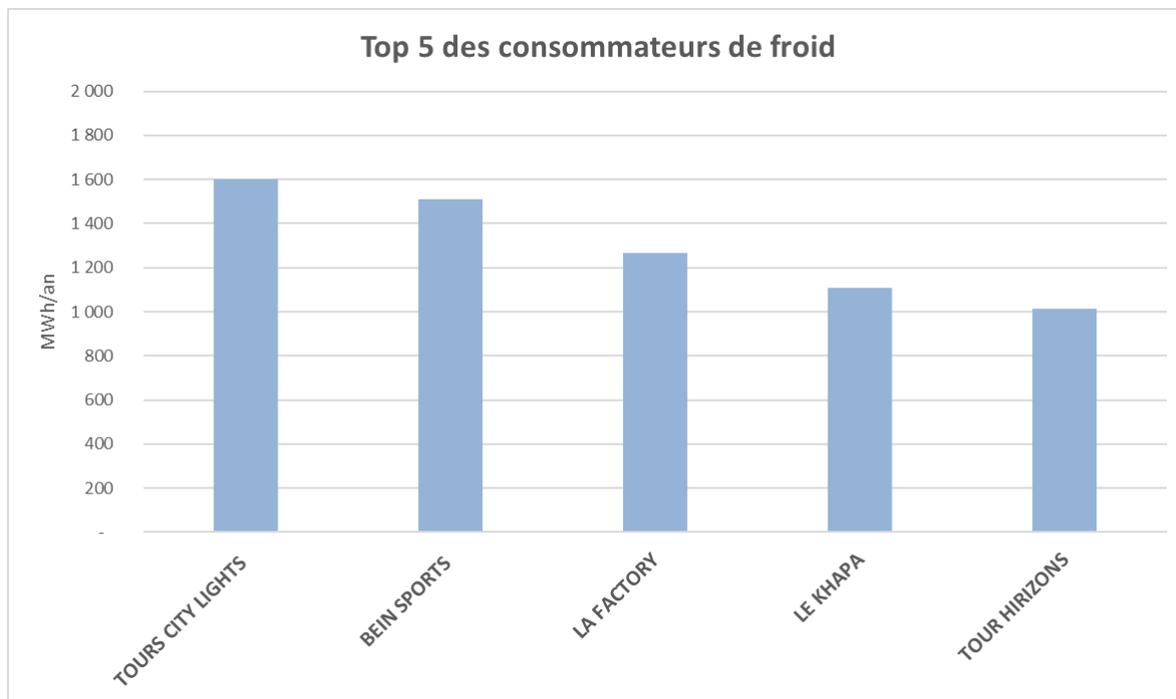
- L'OPH Paris Habitat représente **25%** de l'ensemble des consommations de chaleur du réseau
- **46%** des consommations de chaleur du réseau sont issues des **10 plus gros consommateurs**



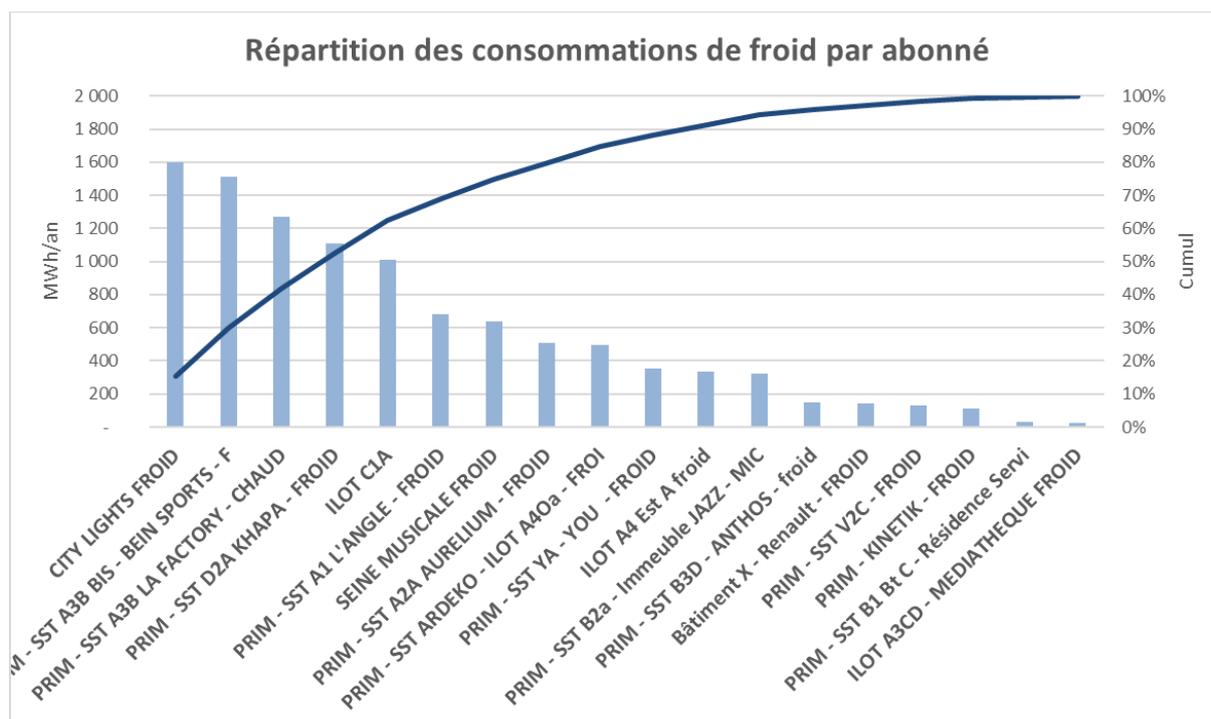
Les bureaux représentent eux 93% des consommations totales de froid des abonnés pour l'année 2021.

Le réseau de froid alimente à hauteur de 7% des équipements publics (Seine Musicale, Médiathèque...).

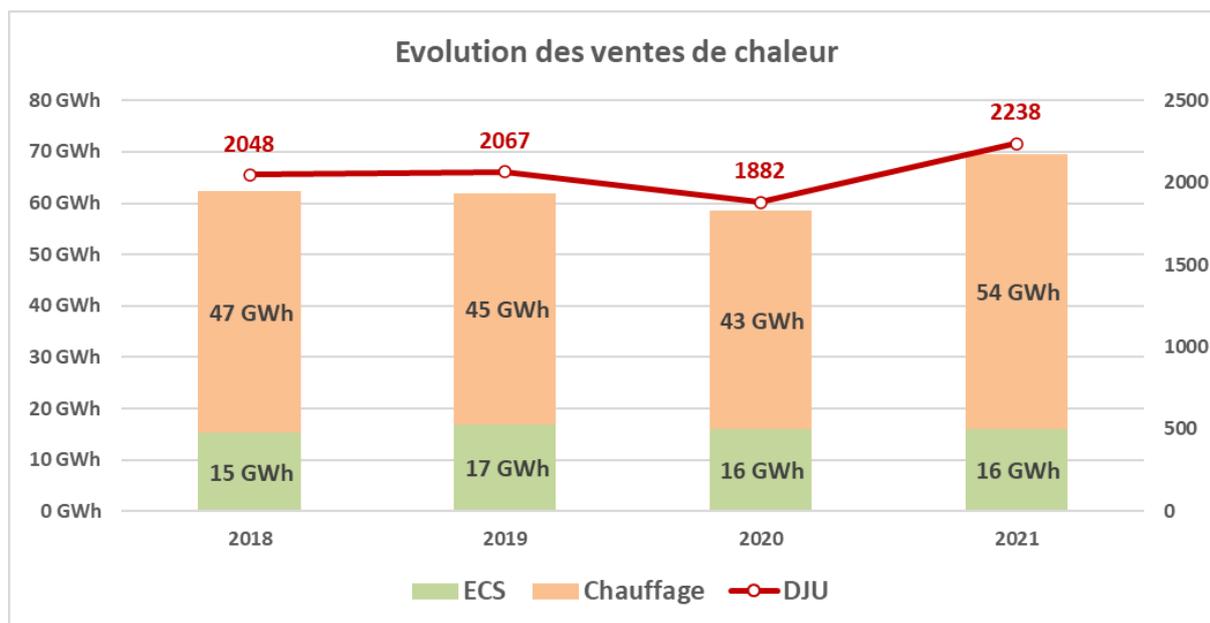
Les 10 plus importants consommateurs de froid du réseau sont identifiés ci-dessous.



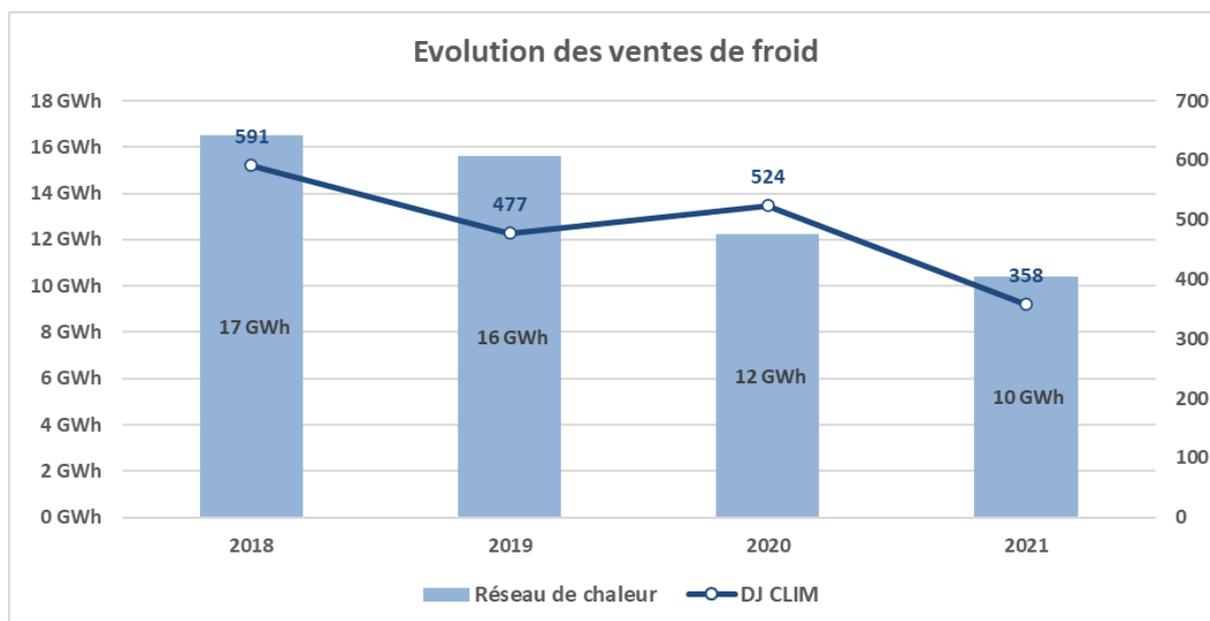
- Les tours City Lights représente 15% de l'ensemble des consommations de froid du réseau
- 62% des consommations de froid du réseau sont issues des 5 plus gros consommateurs. Toute évolution de leurs consommations et de leur patrimoine (démolition, rénovation) aurait un impact significatif sur les ventes globales de froid et sur l'équilibre économique de la DSP. Face à cette forte dépendance, il est nécessaire de rechercher de nouveaux prospects.



L'évolution des ventes est représentée ci-après :



Depuis l'exercice 2017/2018, les ventes de chaleur pour l'usage chauffage sont globalement cohérentes par rapport à la rigueur climatique (DJU). Les ventes de chaleur pour l'usage eau chaude sanitaire sont très stables.



Depuis l'exercice 2017/2018, les ventes de froid diminuent régulièrement. On observe nettement l'effet du confinement en 2020. Les ventes de froid de l'année 2021 semble avoir elle été marquées par l'effet du télétravail. L'analyse de l'année 2022 permettront de compléter l'analyse.

1.2.5 MESURES D'EFFICACITE ENERGETIQUE ET OPTIMISATION ENVIRONNEMENTALE

Le graphique ci-après montre l'évolution des rendements annuels des moyens de productions à la centrale froid du Pont de Sèvres et à la centrale TFP du Parc Est.

La performance énergétique d'un groupe froid ou d'une thermo-frigo-pompe est exprimée par les coefficients SEER et SCOP.

- SEER (Seasonal Energy Efficiency Ratio) est le coefficient d'efficacité énergétique saisonnier de la machine thermodynamique en « mode froid ».
- SCOP (Seasonal Coefficient of Performance) est le coefficient de performance saisonnier de la machine thermodynamique en mode « chaud ».

Plus les coefficients SCOP et SEER sont élevés, plus les machines thermodynamiques sont performantes, et consomme ainsi moins d'électricité pour une même puissance thermique délivrée au réseau.

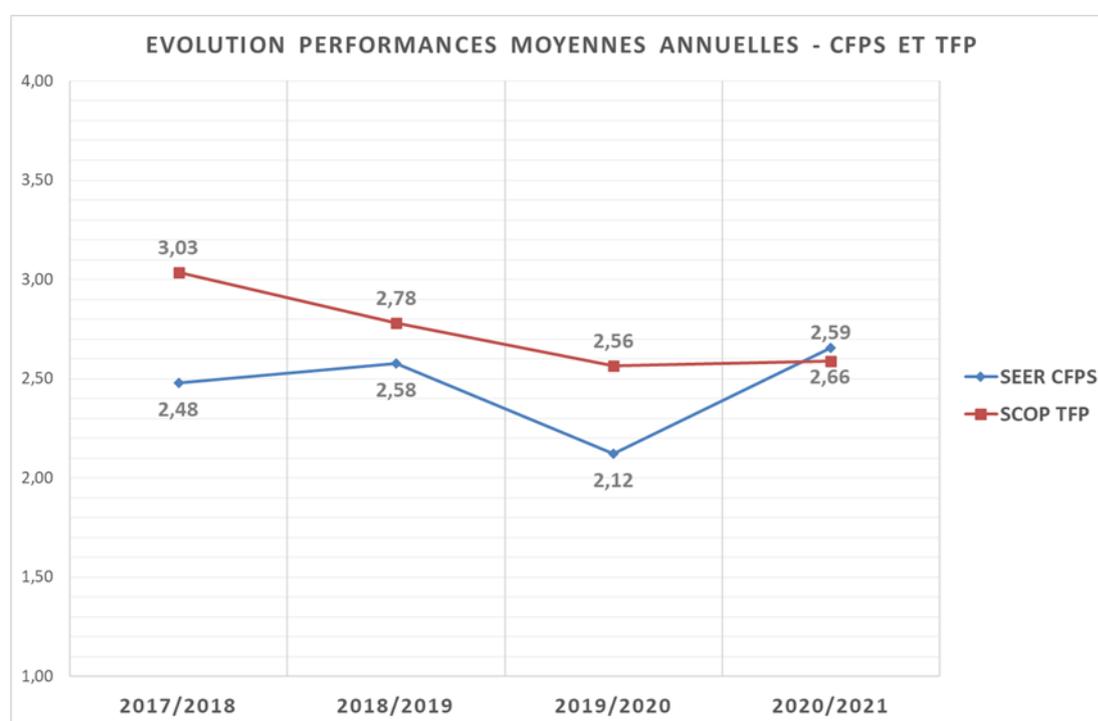


Figure 10 : Evolutions des performances moyennes annuelles

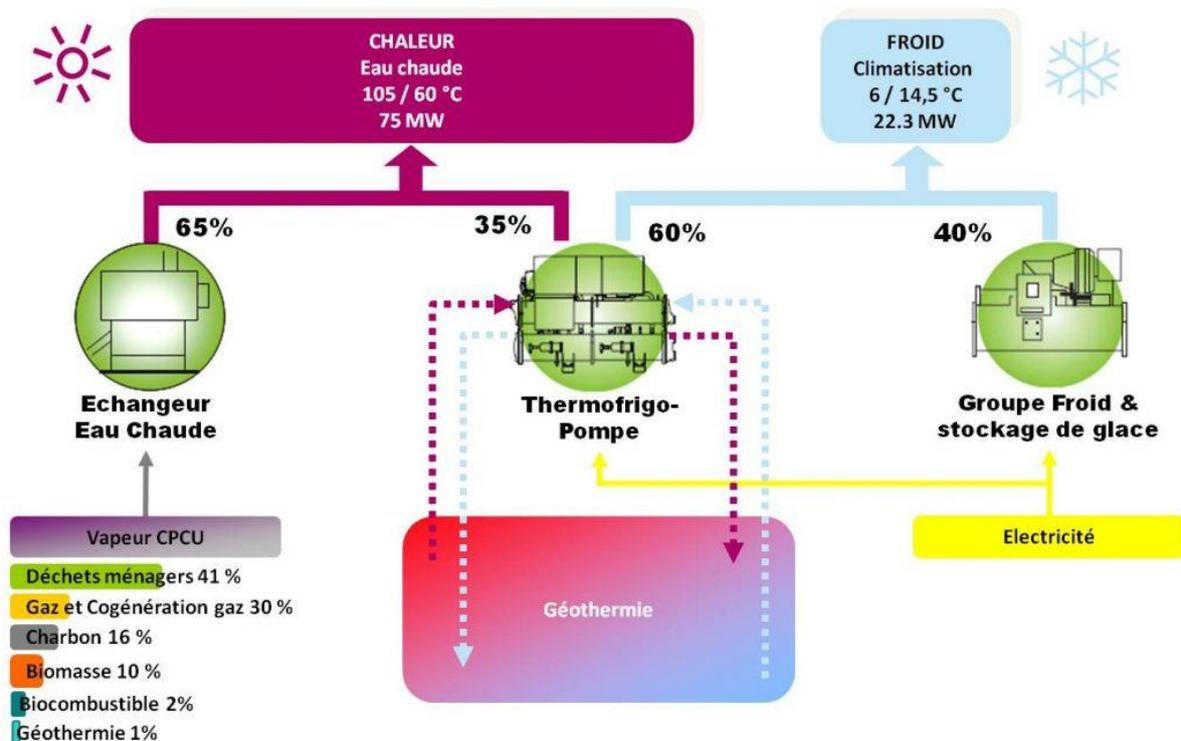
On note les observations suivantes :

- Une marge de progression existe sur les rendements de production (COP et EER saisonniers)
- Les équipements ne fonctionnent pas dans des conditions optimales :
 - **Taux de charge relativement faible**, le développement du réseau aidera à améliorer ce paramètre
 - **Contexte prix électricité élevé**, l'exploitant peut être amené à privilégier la chaleur en provenance de CPCU
 - **Températures retour des réseaux non optimales**, liées à un développement non mature du réseau et à des installations secondaires qui peuvent ne pas être optimisées.

1.2.6 CENTRALES DE PRODUCTION D'ÉNERGIE

Le réseau de chaleur et de froid est alimenté par l'intermédiaire de 3 moyens de production :

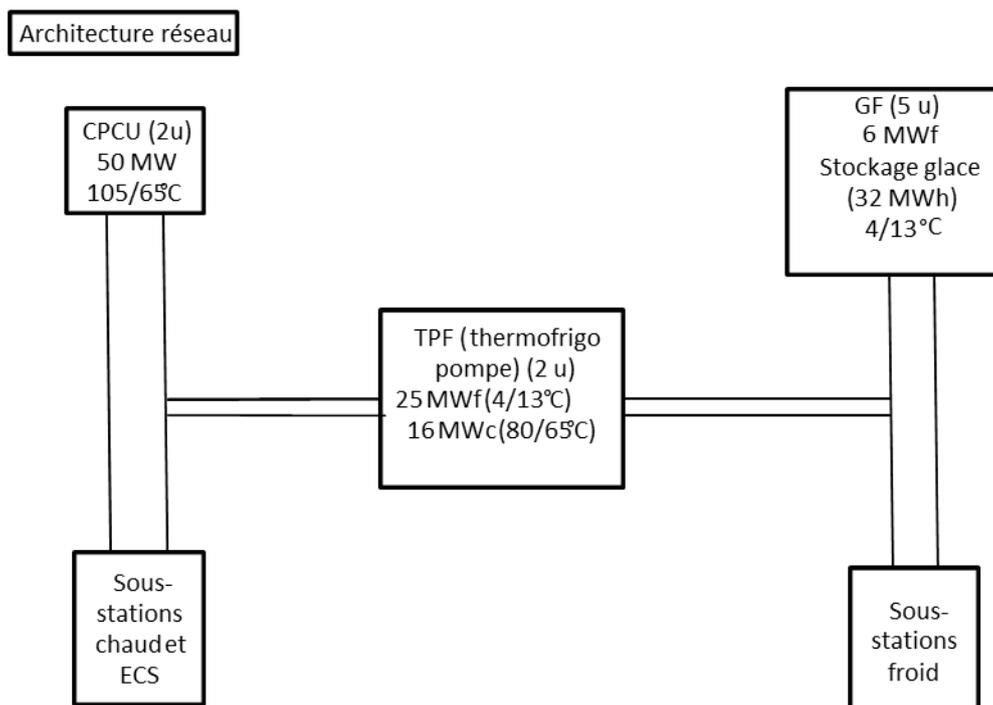
- ✓ Le réseau CPCU grâce à un échange vapeur / eau chaude,
- ✓ Des thermo-frigo-pompes équilibrées via des puits géothermiques,
- ✓ Des groupes froids eau/eau utilisant l'eau de Seine comme source de refroidissement.



<p>Le réseau de chaleur parisien arrive sous forme de vapeur dans la commune de Boulogne Billancourt. Il alimentait historiquement les usines Renault.</p> <p>Près de 50% de cette énergie provient de la récupération de la chaleur émise par la combustion des ordures ménagères (notamment ISSEANE à Issy les Moulineaux).</p> <p>La vapeur réchauffe l'eau chaude de notre réseau, qui, ainsi chargée de calories, peut alimenter les abonnés en chauffage et eau chaude sanitaire.</p>	<p>Les TFP permettent de produire simultanément de la chaleur et du froid. Grâce aux propriétés physico-chimiques du fluide frigorigène, via un jeu de compression, les calories présentes dans le réseau d'eau glacée passent dans ce fluide qui les transmet au réseau de chaleur. Ainsi, le réseau d'eau glacée perd des calories et le réseau d'eau chaude s'en charge.</p> <p>La géothermie, à température constante, permet d'assurer le complément d'énergie nécessaire au fonctionnement de la machine.</p>	<p>Les productions présentes dans la centrale froid du Pont de Sèvres peuvent produire de l'eau glacée à quelques degrés, qui alimente le réseau et ainsi les abonnés. Elles peuvent également produire du froid négatif qui est stocké sous forme de glace. Ce stockage est réalisé la nuit afin d'optimiser les coûts de production (électricité). Ceci est possible du fait des appels de puissance moins importants sur cette plage horaire. Ce stockage permet d'assurer un secours et surtout un appoint lorsque les besoins en climatisation sont importants.</p>
---	---	--

Source : Idex

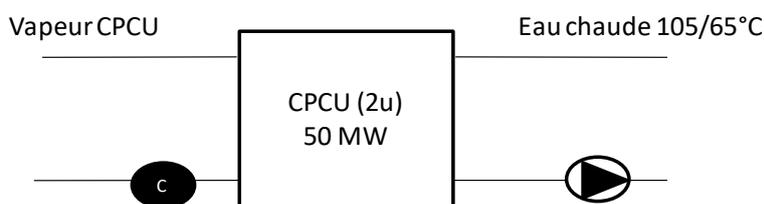
L'architecture du réseau et les puissances associées sont les suivantes :



1.2.6.1 Sous-station « Pierre Grenier » - Alimentation CPCU

C'est une sous-station alimentée par le réseau de chaleur de Paris qui permet de bénéficier d'une chaleur « vertueuse » (entre 40% et 50% proviennent de la combustion des ordures ménagères et une production biomasse a été mise en service en 2016). Le taux d'énergie renouvelables du réseau CPCU était de 51,2% en 2021.

Le schéma de principe est le suivant :



A la suite de la mise en œuvre de la Centrale Parc Est, la livraison de chaleur en provenance de CPCU s'effectue désormais en fonction d'une obligation d'enlèvement annuelle, avec un bilan calé sur l'exercice de la DSP Idex Seguin Rives de Seine Energies à compter de l'exercice 2016/2017.

1.2.6.2 Centrale de production chaud/froid – Parc Est

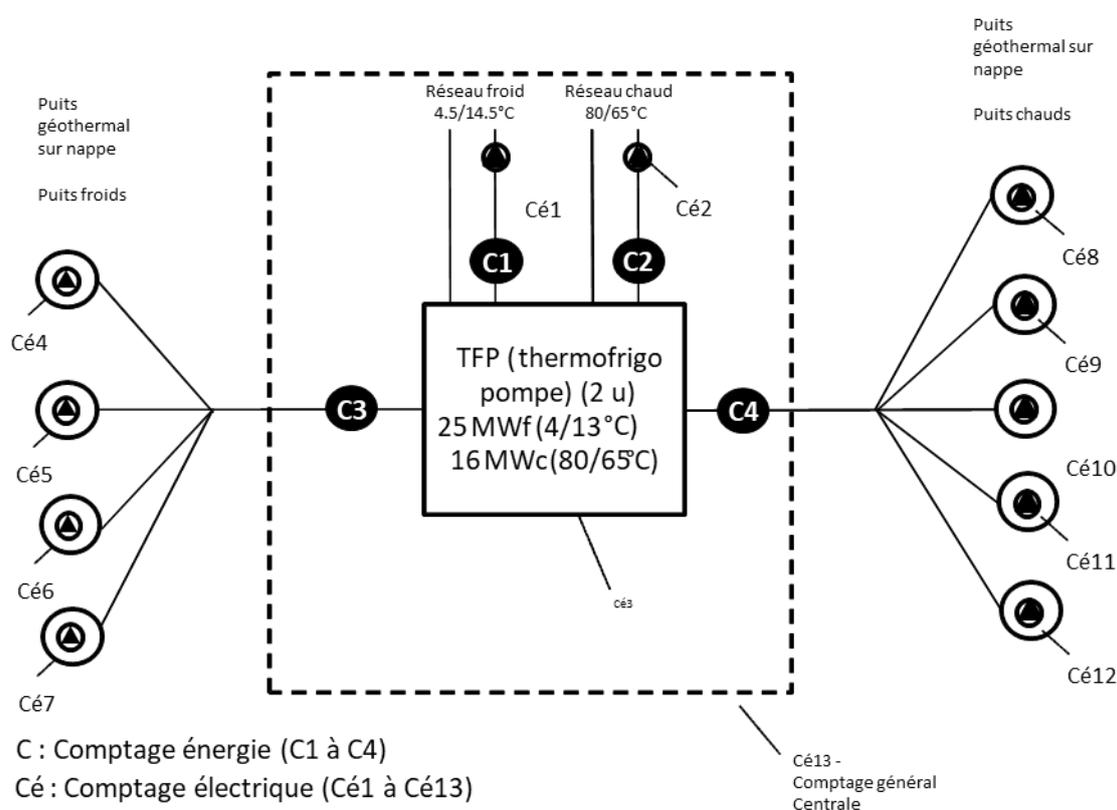
La Centrale de Froid du Parc Est alimente le réseau en chaud et en froid.

La mise en service de la première production et de ses puits a eu lieu en avril 2016. L'exercice 2016-2017 a été l'occasion de développer sa puissance.

En février 2017, la seconde machine thermo-frigo-pompe a été réceptionnée pour une mise en service en juillet 2017. Les puits géothermiques nécessaires à ce surplus de puissance ont été mise en service concomitamment.

Cette centrale permet une production simultanée de chaud et de froid grâce à la ressource géothermale disponible sur le trapèze (8 puits de forage pompant à 24m de profondeur sont répartis sur la zone).

Le schéma de principe est le suivant :



Le principe de fonctionnement est de produire du froid en priorité (avec l'appoint de la centrale du Pont de Sèvres) et de valoriser la production de chaud sur le réseau de chaleur par une relève de la température de retour de 65 à 80°C.

Les performances de l'installation sont fonction du mode de fonctionnement : valorisation uniquement du froid ou valorisation du chaud et du froid. Les performances théoriques des machines ne sont pas fournies dans le rapport annuel.

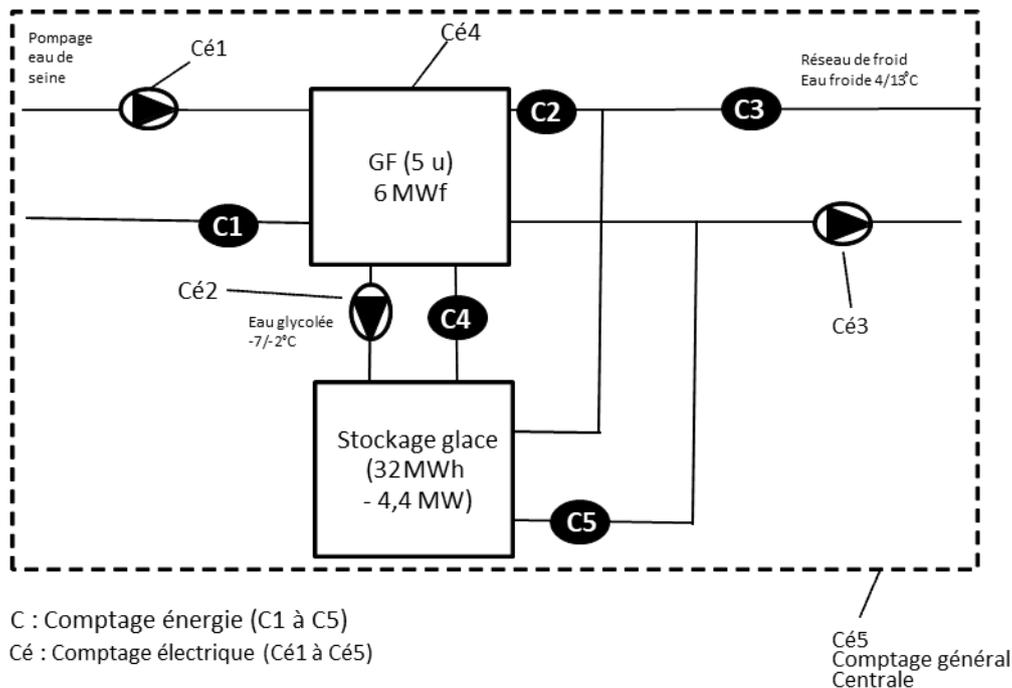
Ce système est très vertueux mais complexe dans son fonctionnement.

Comme pour l'installation du Pont de Sèvres, il est fondamental de réaliser un suivi énergétique de cette installation. Sans plan de principe fourni par le délégataire, nous avons indiqué sur le plan ci-dessus les compteurs énergétiques et électriques nécessaires pour ce suivi. Nous pensons que ce matériel est installé comme indiqué mais n'ayant pas eu de données sur les consommations de ces éléments, nous n'avons pu le vérifier.

1.2.6.3 Centrale de production de froid en appoint Pont de Sèvres

Cette centrale assure l'appoint en froid par stockage de glace. Le refroidissement de la production se fait sur eau tout en utilisant une ressource locale disponible : l'eau de Seine. Cette centrale dispose également d'un stockage de glace qui permet d'optimiser les appels de puissance.

Le schéma de principe est le suivant :



L'énergie est puisée dans l'eau de Seine. Durant la nuit, les groupes froids (4 unités) stockent l'énergie dans un système de stockage de glace. La température de distribution est de $-7/-2^{\circ}\text{C}$. Durant la journée, les groupes froids fonctionnent en parallèle de la décharge du stockage de glace qui restitue une puissance de l'ordre de 3,9 MW.

En théorie, le rendement moyen en climatisation EER est de 3,07 en froid négatif ($-7/-2^{\circ}\text{C}$) et 4,9 en froid positif ($4.5/14.5^{\circ}\text{C}$). Ces données ont été récupérées de l'annexe 3 de la convention de la DSP. Il est possible que les caractéristiques réelles du matériel soient un peu différentes.

Nous avons également reçu les schémas de principe des installations de la part du délégataire. Nous avons ainsi schématisé sur le plan ci-dessus les compteurs d'énergie et électriques de l'installation nécessaire à minima pour un suivi énergétique performant.

L'installation est soumise à autorisation depuis août 2008.

1.2.7 INSTALLATIONS CLASSEES POUR LA PROTECTION DE L'ENVIRONNEMENT

Sont concernés par la réglementation des Installations Classées pour la Protection de l'Environnement les installations suivantes :

Nom de l'établissement	Adresse	Commune	Régime en vigueur	Statut SEVESO	Date de dernière inspection
<u>IDEX SEGUIN RIVE</u> <u>DE SEINE ENERGIES</u> <u>- ISE</u> ↗	860 QUAI				
	GEORGES	92100			
	GORSE ILE	BOULOGNE	Autres		
	SEGUIN	BILLANCOURT	régimes		
	PARCELLE I1				
<u>IDEX SEGUIN RIVE</u> <u>DE SEINE ENERGIES</u> <u>- ISE</u> ↗	57 RUE YVES	92100			
	KERMEN ILOT B5	BOULOGNE	Autres		
		BILLANCOURT	régimes		

1.3 GRILLE D'INDICATEURS DE PERFORMANCE DU RESEAU

Afin d'évaluer la qualité technique, environnementale et économique du réseau, il est proposé d'évaluer quelques indicateurs. Ces derniers pourront aussi servir à mesurer l'évolution du réseau d'année en année.

Indicateurs majeurs		Indicateurs complémentaires		
1/ Assurer les besoins des abonnés en chaleur, eau chaude sanitaire et en froid				
1.1	Taux d'appel de puissance	61%	Durée d'utilisation équivalente à pleine puissance	1 342
1.2	Taux d'interruption pondéré du service	0,00		
1.4	Puissance souscrite au km (kW/km)	7 244		
2/ Préserver durablement le cadre de vie et le milieu naturel et assurer la sécurité				
2.1	Bouquet énergétique :	Géothermie = 30 % CPCU = 58 % Electricité = 12 %	Emissions de carbone (kg/MWh)	114
2.2	Facteur de ressource primaire (kWhep/kWhEu)	0,54	Consommation d'eau sur le réseau (m3/MWh)	0,003
2.3	Coût des sinistres	0 k€ HT	Fréquence des accidents du travail	0
3 / Assurer la pérennité de la fourniture de chaleur, d'eau chaude sanitaire et de froid				
3.1	Renouvellement des installations	26%		
4 / Satisfaire les attentes de service des abonnés et usagers				
4.1	Prix moyen du MWh chaud (€ TTC)	91,2	Poids de la part proportionnelle aux consommations	71%
4.2	Prix moyen du MWh froid (€ TTC)	380,0	Poids de la part proportionnelle aux consommations	25%
4.3	Enquête de qualité et de satisfaction	Non		

2 ETAT DES LIEUX DES SOURCES DE CHALEUR A PROXIMITE

Cette partie recense de manière synthétique les sources de chaleur valorisables à proximité du réseau. Il est fait une description des potentiels en EnR&R. Cette étude ne vise pas à remplacer les moyens de production existants mais a pour but de les compléter.

2.1 RESEAU DE CHALEUR A PROXIMITE

Le réseau de chaleur parisien (CPCU) se situe à proximité du réseau de chaleur de Boulogne-Billancourt. Ces deux réseaux sont déjà interconnectés via la sous-station d'échange vapeur-eau chaude « Pierre Grenier ».

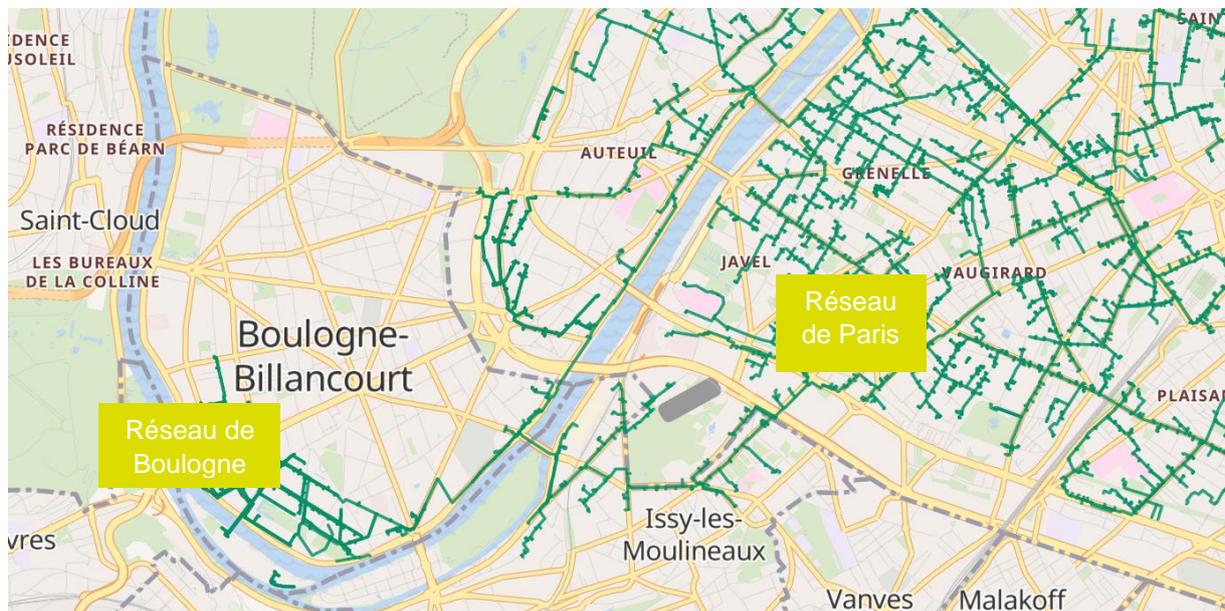


Figure 11 : Réseaux de chaleur à proximité

Le réseau CPCU dispose de sources d'énergies majoritairement locales, renouvelables et de récupération (taux EnR&R de 54,1% en 2022).

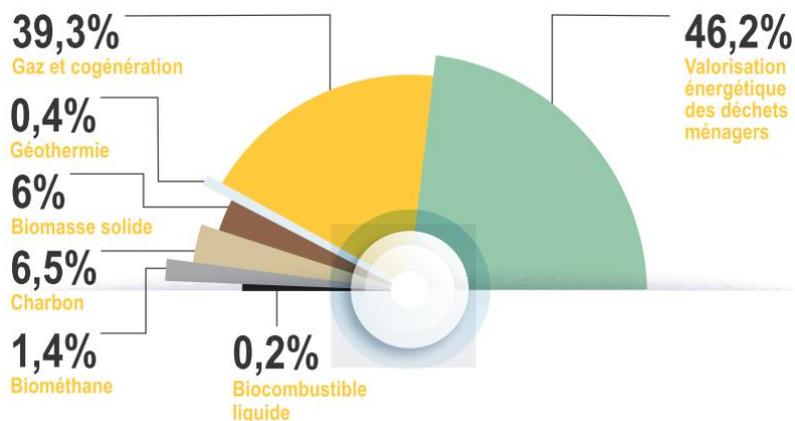


Figure 12 : Mix énergétique CPCU 2022

Le réseau a une longueur d'environ 520 km et chauffe l'équivalent de 450 000 logements à Paris et dans 16 communes voisines.

Le Plan Climat parisien dessine un avenir pour une ville neutre en carbone à l'horizon 2050, adaptée aux aléas climatiques et résiliente face aux crises et aux chocs. Pour atteindre ces objectifs, la Ville de Paris s'est engagée à accélérer le verdissement du réseau de chaleur qui devra être alimenté exclusivement à partir d'énergies renouvelables et de récupération (EnR&R ou EnR²) à l'horizon 2050, passant par une étape à 75 % d'EnR&R en 2030. Le Plan Climat parisien fixe donc des objectifs globaux, notamment, énergétiques pour le territoire parisien aux horizons 2030 et 2050, mais également des objectifs spécifiques au réseau de chaleur.

En ce sens, le réseau de chaleur parisien constitue une source de chaleur décarbonée locale pour le réseau Boulonnais.

2.2 CHALEUR FATALE INDUSTRIELLE

La chaleur fatale est la chaleur qui est produite par un processus dont l'objet n'est pas la production de cette chaleur. C'est par exemple la chaleur rejetée lors de l'incinération des déchets, processus dont l'objet principal est la destruction des déchets et non la production d'énergie.

Les réseaux de chaleur sont un excellent moyen de valoriser cette chaleur fatale. Raccordée à un réseau de chaleur, une unité de valorisation énergétique (UVE) peut chauffer un foyer à partir des déchets de sept autres. On peut également raccorder des sites industriels, des centrales électriques, et de manière générale toute installation dégageant d'importantes quantités de chaleur. de valoriser cette chaleur fatale.

Les communes de Boulogne-Billancourt et les communes voisines comptent 5 installations classées sous le régime ICPE 2910 « Installation de combustion ». Ces installations sont réunies dans le tableau ci-dessous :

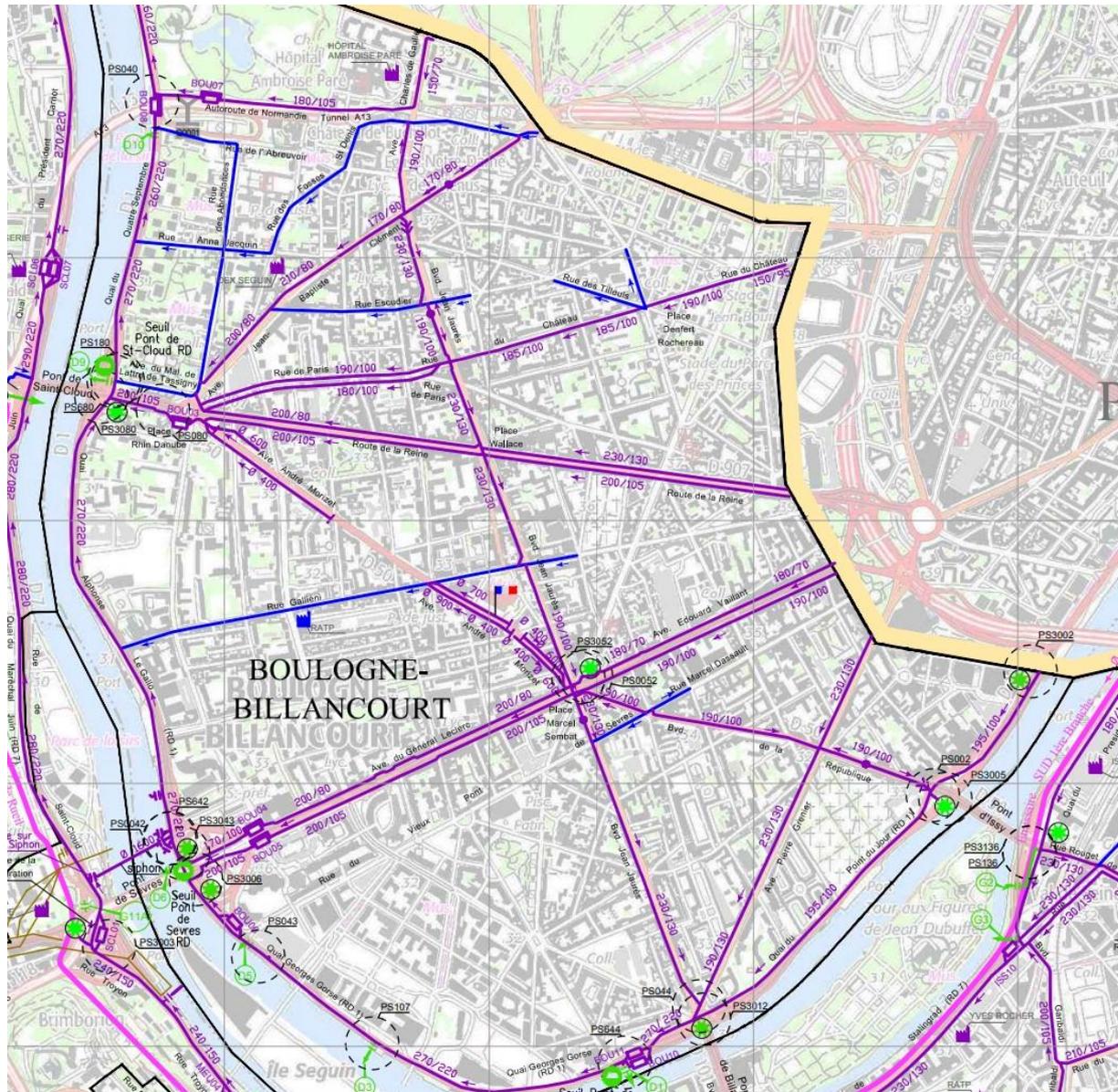
Type	Nom établissement	Adresse	CP	Commune	Régime en vigueur	Capacité	Commentaires
UIDND	SYCTOM	47 A 103 QUAI DU PRES. ROOSEVELT	92130	Issy-les-Moulineaux	Autorisation	2.200 MW	Fin de contrat avec CPCU en 2024
Bureaux	BOUYGUES TELECOM	13 A 21 AVENUE DU MARECHAL JUIN	92190	Meudon	Enregistrement	28.100 MW	Trop loin du réseau existant
Centre cial	CECOBIL	CC LES PASSAGES DE L'HOTEL DE VILLE	92100	BOULOGNE BILLANC.	Enregistrement	1.630 MW	Pas de chaleur fatale pour le réseau
Bureaux	SOPHIA GE	204 rond point du pont de sevres	92100	BOULOGNE BILLANC.		4939 MWh	Pas de chaleur fatale pour le réseau
Bureaux	LES BUREAUX DE LA COLLINE	110 bureau de gestion	92210	SAINT CLOUD		10075 MWh	Pas de chaleur fatale pour le réseau

Le SYCTOM d'Issy-les-Moulineaux vend à l'heure actuelle sa chaleur fatale au réseau CPCU. En 2024, le contrat liant CPCU avec le SYCTOM arrive à son terme. La Ville de Boulogne-Billancourt pourra se alors positionner sur une récupération de fatale depuis Issy-les-Moulineaux. Les autres installations recensées ne semblent pas pertinentes car la combustion est utilisée pour le chauffage des bâtiments.

Notons que cette énergie de récupération est considérée comme une source de chaleur 100% décarbonée.

2.3 CHALEUR FATALE EAUX USEES

La ville de Boulogne-Billancourt dispose d'un réseau d'assainissement qui pourrait être pourvoyeur de chaleur fatale pour le réseau de chaleur.



Légende :

- Unitaire départemental
- Réseau communal

Figure 13 : Carte des collecteurs d'eaux usées

Un potentiel diffus de récupération et valorisation de chaleur est disponible à proximité du réseau existant. Cependant **les eaux usées ne constituent pas une ressource pérenne pour subvenir au besoin de développement du réseau de chaleur**. Ce constat est partagé dans le Schéma directeur des énergies de GPSO. Des installations de récupération plus localisées pourront être étudiées.

2.4 GEOTHERMIE

2.4.1 INTRODUCTION A LA GEOTHERMIE

La classification la plus courante concernant les gisements géothermiques est celle du Code Minier et distingue quatre grands types de gisements selon les températures :

- La géothermie « très basse énergie » TBE ($T < 30^{\circ}\text{C}$) est exploitée pour le chauffage et le rafraîchissement des maisons ou des bâtiments collectifs et aussi pour la production de l'eau chaude sanitaire. La production de chaleur s'effectue à l'aide d'une pompe à chaleur qui prélève dans le sol l'énergie thermique.
- La géothermie « basse énergie » ($30^{\circ}\text{C} < T < 90^{\circ}\text{C}$) correspond à une exploitation directe de la chaleur ou à travers d'une pompe à chaleur. Le rendement est trop faible pour pouvoir produire de l'électricité, mais elle permet de couvrir une large gamme d'usages : chauffage urbain, chauffage de serres, utilisation de chaleur dans les process industriels, thermalisme...
- La géothermie « moyenne énergie » ($90^{\circ}\text{C} < T < 150^{\circ}\text{C}$) s'applique pour la production de l'électricité avec un fluide intermédiaire.
- La géothermie « haute énergie » ($T > 150^{\circ}\text{C}$) correspond à des gisements essentiellement rencontrés dans les zones d'anomalies thermiques. La température supérieure à 150°C permet de transformer directement la vapeur en électricité.

2.4.2 GEOTHERMIE TRES BASSE ENERGIE

La cartographie ci-dessous donne une indication du potentiel de la ressource géothermale sur nappe.



Figure 14 : Cartographie du potentiel géothermie sur nappe (source BRGM)

La commune de Boulogne-Billancourt concentre un « potentiel moyen de la ressource » géothermale sur l'ensemble de son territoire.

Une parcelle suffisamment grande (~2000 m²) est nécessaire afin de réaliser les travaux d'une nouvelle centrale géothermique dans le cadre d'un projet sur aquifère superficiel.

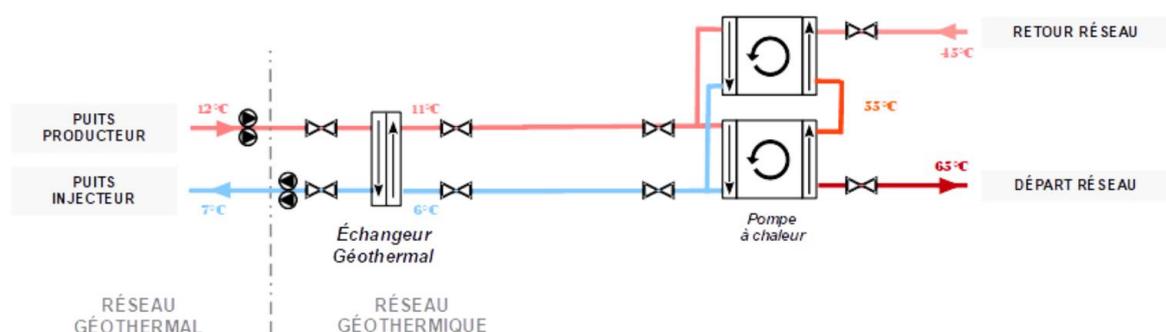
La zone à proximité de la chaufferie actuelle est occupée par une zone résidentielle et tertiaire dense et difficilement exploitable pour la mise en œuvre de nouveaux forages.

La ville a pré-identifié deux terrains pour l'installation d'une production géothermie : sur le centre équestre actuel et/ou à la sortie du tunnel de l'A13. Ces zones ont un potentiel de géothermie basse énergie, une voire plusieurs pompes à chaleur seraient à associer pour produire une chaleur compatible avec le réseau (80°C).

2.4.3 GEOTHERMIE DE MINIME IMPORTANCE (GMI)

La géothermie de minime importance, encore appelée géothermie de très basse température (< 30 °C), permet d'échanger de l'énergie avec le sous-sol, présente au sein de la terre ou d'une nappe d'eau souterraine afin de la restituer dans un bâtiment à l'aide d'une ou plusieurs pompes à chaleur. La géothermie est encadrée réglementairement par le code minier qui considère les gîtes renfermés dans le sein de la terre comme des mines.

Le schéma de principe ci-dessous illustre le fonctionnement type d'une géothermie + PAC en cascade :



2.4.4 REGLEMENTATION

L'image ci-dessous récapitule les régimes réglementaires auxquels sont associées les installations de géothermie. Pour la plupart, elle relève de la géothermie de minime importance (GMI). Tout projet de géothermie (excepté les puits canadiens, pieux et installations inférieures à 10 mètres) doit être déclaré ou autorisé. Les démarches à réaliser dépendent de la profondeur, la puissance, le contexte géologique.

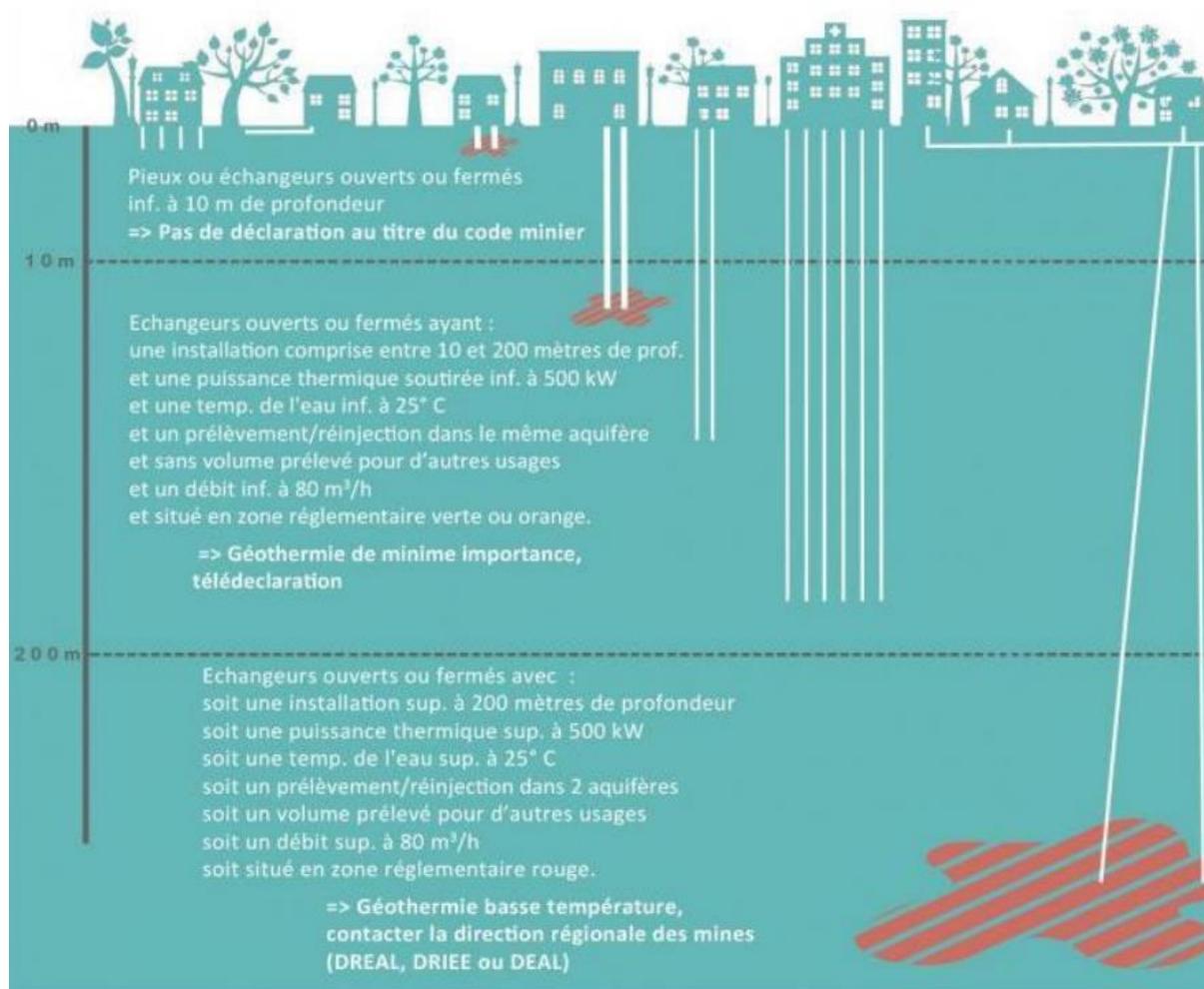


Figure 15 : Régimes réglementaires géothermie basse température - Source Géothermie Perspectives

L'un des critères nommés est la « situation en zone réglementaire verte ou orange ». Ces cartes sont établies par le BRGM.

Sur le territoire de Boulogne-Billancourt les zones sont quasiment toutes en vert ou en orange (voir cartographie ci-après), le territoire est éligible à la géothermie de minime importance. Sauf une zone restreinte apparaît néanmoins en rouge et n'est donc pas éligible.

Nous constatons que la ville de Boulogne-Billancourt est éligible à la mise en œuvre d'une GMI sur la moitié de son territoire. L'autre moitié du territoire est éligible à la GMI avec un avis d'expert.

La sortie du tunnel de l'A13 est éligible à la GMI. Le centre d'équitation pourrait nécessiter un avis d'expert.

La mise en place d'une telle solution est conditionnée par la réalisation d'une étude hydrogéologique afin de caractériser le potentiel (débit, températures) et positionner les forages géothermiques.

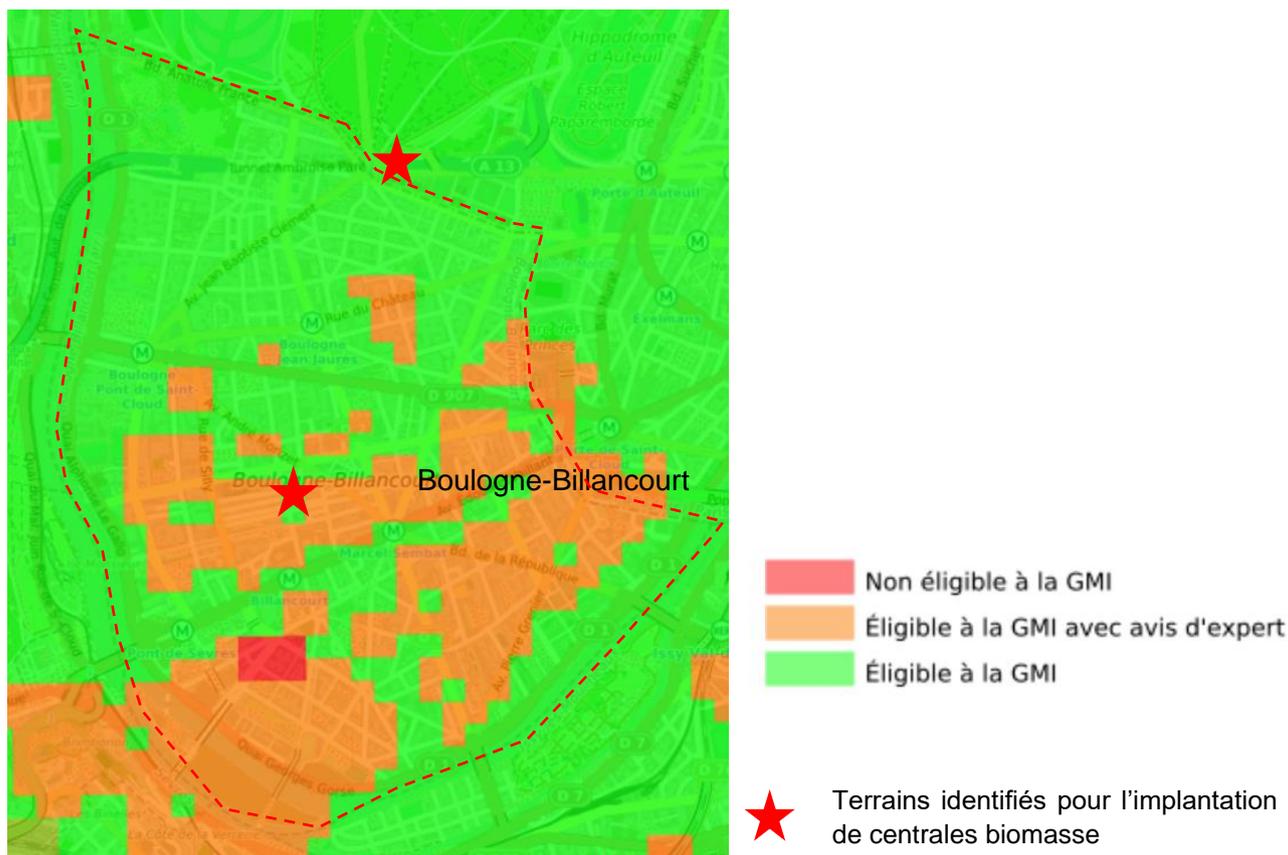


Figure 16 : Cartographie réglementaire de la Géothermie de Minime Importance (source BRGM)

2.4.5 AVANTAGES ET INCONVENIENTS

Les atouts et les freins à la géothermie basse et très basse énergie sont synthétiser dans le tableau ci-dessous :

Avantages	Freins
<ul style="list-style-type: none"> • Ressource présente et « gratuite » sur le territoire • Pas de variabilité du prix de la ressource mis à part l'électricité des équipements associés de l'installation (auxiliaires pompes, pompe à chaleur le cas échéant) • Ressource subventionnée • Non émettrice de CO₂ • Ressource géothermie « très basse énergie » pouvant être utilisée aussi bien pour des besoins de chauffage que pour des besoins de rafraîchissement (grâce à la réversibilité chaud/froid des pompes à chaleur) 	<ul style="list-style-type: none"> • Valorisation possible seulement pour des installations basse température car la température de la ressource est limitée (possible réhausse de température via des PAC à hauteur de 60°C maximum) • Intéressant seulement pour la construction neuve • Coût important de mise en œuvre (forages) • Implantation très contraintes (urbanisation, environnement, sous-sols, disponibilité de la ressource) • Surface foncière non négligeable à mobiliser (environ 5000m² pour un doublet de forage) • Pas de projets similaires à proximité du territoire

3 EVOLUTIONS / DEVELOPPEMENTS ENVISAGES DES RESEAUX

3.1 EVOLUTIONS SUR LES BATIMENTS RACCORDES

Le parc de bâtiments raccordés actuellement au réseau de chaleur subira des évolutions conduisant à une baisse de consommation qui doit être prise en compte pour anticiper le développement des réseaux de chaleur.

Les hypothèses d'évolutions sont prises en concertation avec le schéma directeur des énergies, travail mené en parallèle et en cohérence de ce schéma directeur réseaux de chaleur.

Pour les trois grandes typologies de bâtiment, les consommations d'énergie peuvent être impactées par les actions suivantes :

- Résidentiel : impact des réglementations thermiques, des rénovations de logements, évolution des usages, sobriété énergétique...
- Tertiaire : impact des réglementations, évolution des technologies (GTB-Gestion Technique du Bâtiment, LED, etc.) ...
- Industriel : évolution de la production, amélioration des équipements et des process ...

3.1.1 TRAVAUX D'ECONOMIES D'ENERGIES SUR LE PATRIMOINE DES ABONNES

Les hypothèses prises en compte sont reprises ci-dessous en synthèse. Pour chaque scénario, les besoins des abonnés diminuent de x% à l'horizon 2035 par rapport à l'état actuel.

Scénario	% d'économie sur les besoins énergétiques
Tendanciel	4%
Equilibré	7%
Exploratoire	10%

3.1.2 AMELIORATION DES CIRCUITS SECONDAIRES

La diminution du régime de température permet de diminuer sensiblement les pertes thermiques sur le réseau de distribution. De plus, l'augmentation de la différence de température entre le réseau aller et retour permet, à débit constant, de véhiculer une quantité d'énergie supérieure.

Pour assurer une température de retour la plus basse possible, les réseaux secondaires régulés doivent être à débit variable et régulés sur la température extérieure.

Pour les réseaux constants, la consigne doit être la plus basse possible. Le graphique ci-dessous présente un exemple de courbe de chauffe sur les réseaux secondaires de bâtiments pour un réseau de chaleur primaire basse température.

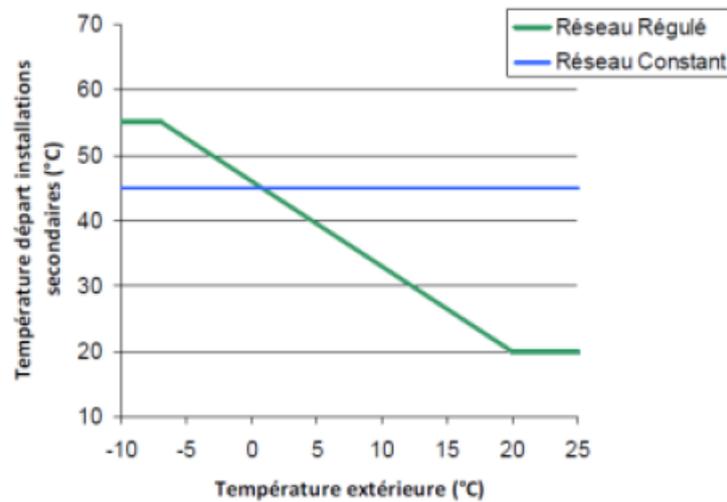


Figure 17 : Exemple de courbe de chauffe au secondaire pour le chauffage (réseau Clichy-Batignolles CPCU)

Pour être en adéquation avec cette régulation, les bâtiments doivent être équipés d'émetteurs basses températures (radiateurs basse température ou plancher chauffant) c'est-à-dire fonctionnant avec une température d'eau inférieure à 60°C.

L'amélioration des circuits de distribution secondaires est ainsi principalement possible dans les opérations neuves, et opérations de rénovations lourdes. Pour les bâtiments existants, la marge de manœuvre est plus limitée, d'autant plus quand l'exploitant du réseau de chaleur est différent de celui des installations secondaires.

3.2 MODIFICATIONS SUR LE TRACÉ DU RESEAU

Les évolutions urbaines connues au stade de la rédaction du présent schéma directeur n'ont pas d'impact majeur sur le tracé existant du réseau de chaleur.

Aucun dévoiement particulier n'est envisagé ici.

Le délégataire du réseau de chaleur remplace et renforce de manière ponctuelle des tronçons de réseau jugés obsolètes et/ou à risques pouvant être à l'origine de fuites, ceci dans le cadre de la maintenance et plus spécifiquement des prestations de gros entretien renouvellement (GER).

3.3 ANALYSE DES POSSIBILITES DE DENSIFICATION DU RESEAU DE CHALEUR

La densification d'un réseau de chaleur consiste à raccorder des bâtiments situés le long du tracé du réseau, sans étendre ce dernier (tracé existant). Ceci permet d'augmenter la quantité de chaleur livrée sans augmenter le linéaire du réseau, et donc de renforcer sa densité thermique.

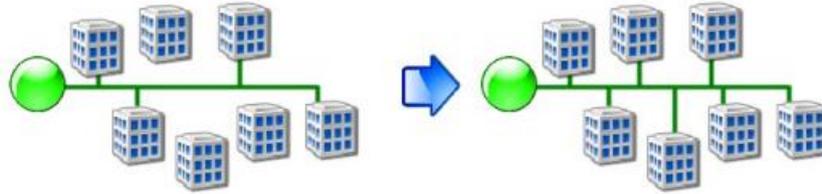


Figure 18 : Schéma de principe de la densification (source CEREMA)

Il s'agit généralement de la mesure la plus économique pour augmenter la quantité de chaleur distribuée par le réseau, puisque seuls quelques mètres de canalisations doivent être ajoutés pour raccorder chaque nouveau bâtiment.

3.3.1 BATIMENTS EXISTANTS & PROGRAMMATION URBAINE

Différents secteurs, à proximité immédiate du tracé du réseau de chaleur existant, ont été identifiés et présentent un potentiel pour la densification du réseau à travers des bâtiments existants ou zones d'aménagement en projet. Ces secteurs sont localisés sur la cartographie ci-dessous.

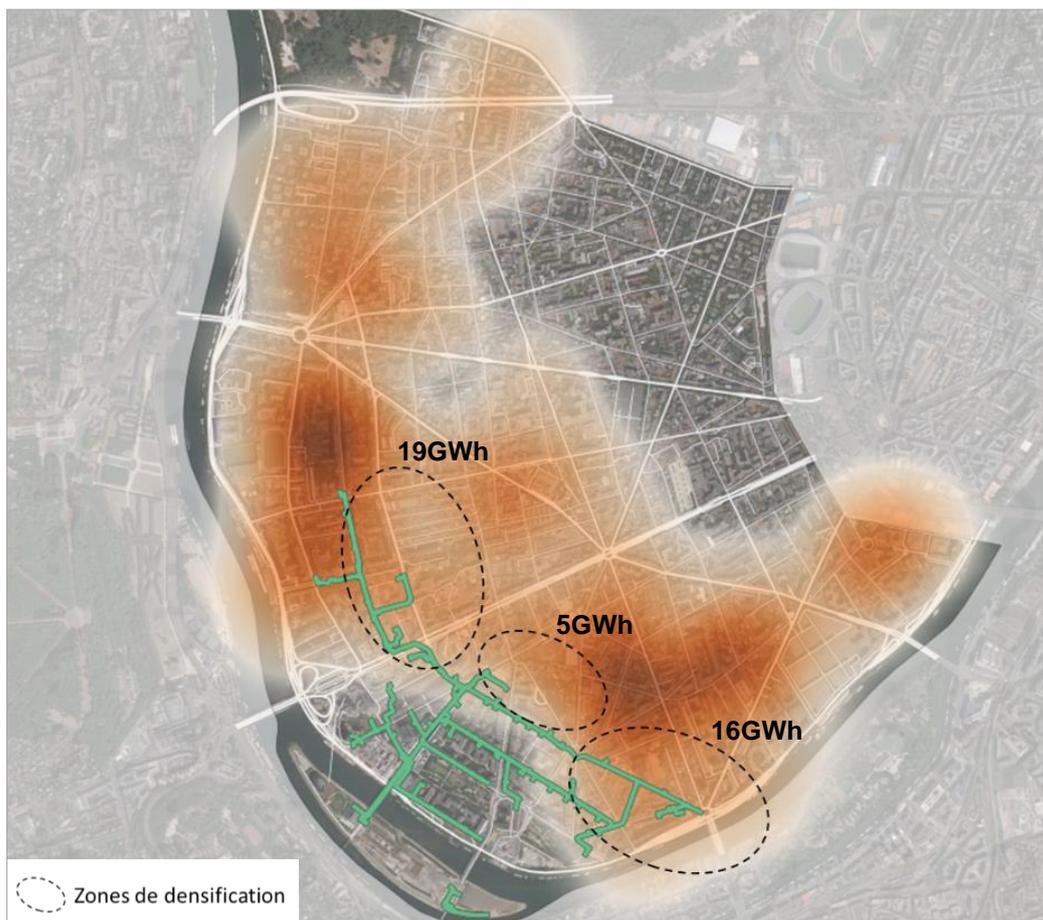


Figure 19 : Zones de densifications

Le potentiel global brut identifié de densification est de 40 GWh de chaleur.

3.3.2 FAISABILITE TECHNIQUE

Les travaux de densification consistent en :

- Travaux de voirie :
 - Tranchées, signalisation, réfection
- Travaux de réseau :
 - Piquages sur le réseau existant
 - Canalisation aller/retour vers le bâtiment à raccorder
- Travaux en pied de bâtiment :
 - Création d'une sous-station d'échange thermique (le plus souvent, le local technique chaufferie existant peut être réutilisé, moyennant quelques travaux de remise en état / conformité le cas échéant).

Pour chaque projet de densification, une étude de faisabilité technique devra être lancée en amont. Une DICT (déclaration d'intention de commencement de travaux) devra notamment être faite afin de gérer les interfaces avec les autres exploitants de réseaux enterrés (<http://www.reseaux-et-canalizations.gouv.fr/>).

La longueur moyenne d'une densification est de l'ordre de 100m.

3.4 ANALYSE DES POSSIBILITES D'EXTENSION DU RESEAU DE CHALEUR ET DU RESEAU FROID

L'extension d'un réseau de chaleur ou de froid consiste à créer de nouvelles branches de distribution, afin de desservir des quartiers qui jusqu'alors n'étaient pas raccordés. Il peut s'agir de quartiers nouveaux, pour lesquels la question du mode de chauffage des bâtiments se pose ab initio, ou bien de quartiers anciens dont on souhaite faire évoluer l'approvisionnement énergétique. Ce second cas est plus rare, car la difficulté est alors de convertir un nombre suffisamment important de bâtiments au chauffage urbain, afin de pouvoir justifier l'extension ; les travaux de mise en place des canalisations sont également plus compliqués (voirie existante). La réhabilitation d'un quartier ancien peut constituer un élément déclencheur facilitant des raccordements en nombre.

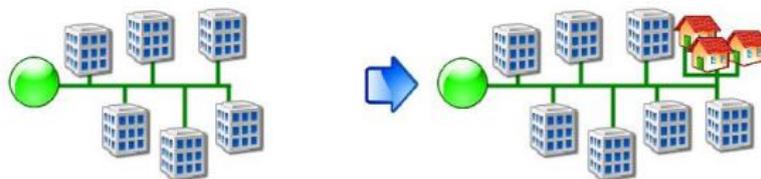


Figure 20 : Schéma de principe de l'extension (source CEREMA)

A l'inverse de la densification, dont la réalisation matérielle représente une somme de chantiers ponctuels de faible longueur, l'extension représente généralement entre quelques centaines de mètres et quelques kilomètres de travaux pour la pose des nouvelles canalisations. Si les quartiers à raccorder ont des besoins importants (relativement à ce que délivre le réseau à ce jour) et que les bâtiments déjà raccordés ne diminuent pas leur consommation, l'extension peut nécessiter des interventions au niveau de la chaufferie et du fonctionnement global du réseau, afin d'augmenter sa puissance.

3.4.1 BATIMENTS EXISTANTS & PROGRAMMATION URBAINE

Différents prospects consommateurs de chaleur ont été identifiés et présentent un potentiel pour l'extension du réseau à travers des bâtiments existants et la programmation urbaine. En annexe, une liste de ces principaux prospects (non exhaustive) est disponible avec leurs adresses, leurs typologies et l'estimation de leurs besoins.

La cartographie ci-dessous montre les prospects consommateurs de chaleur identifiés pour le développement du réseau de chaleur. Ces prospects sont essentiellement des bâtiments à usage résidentiel et tertiaire.

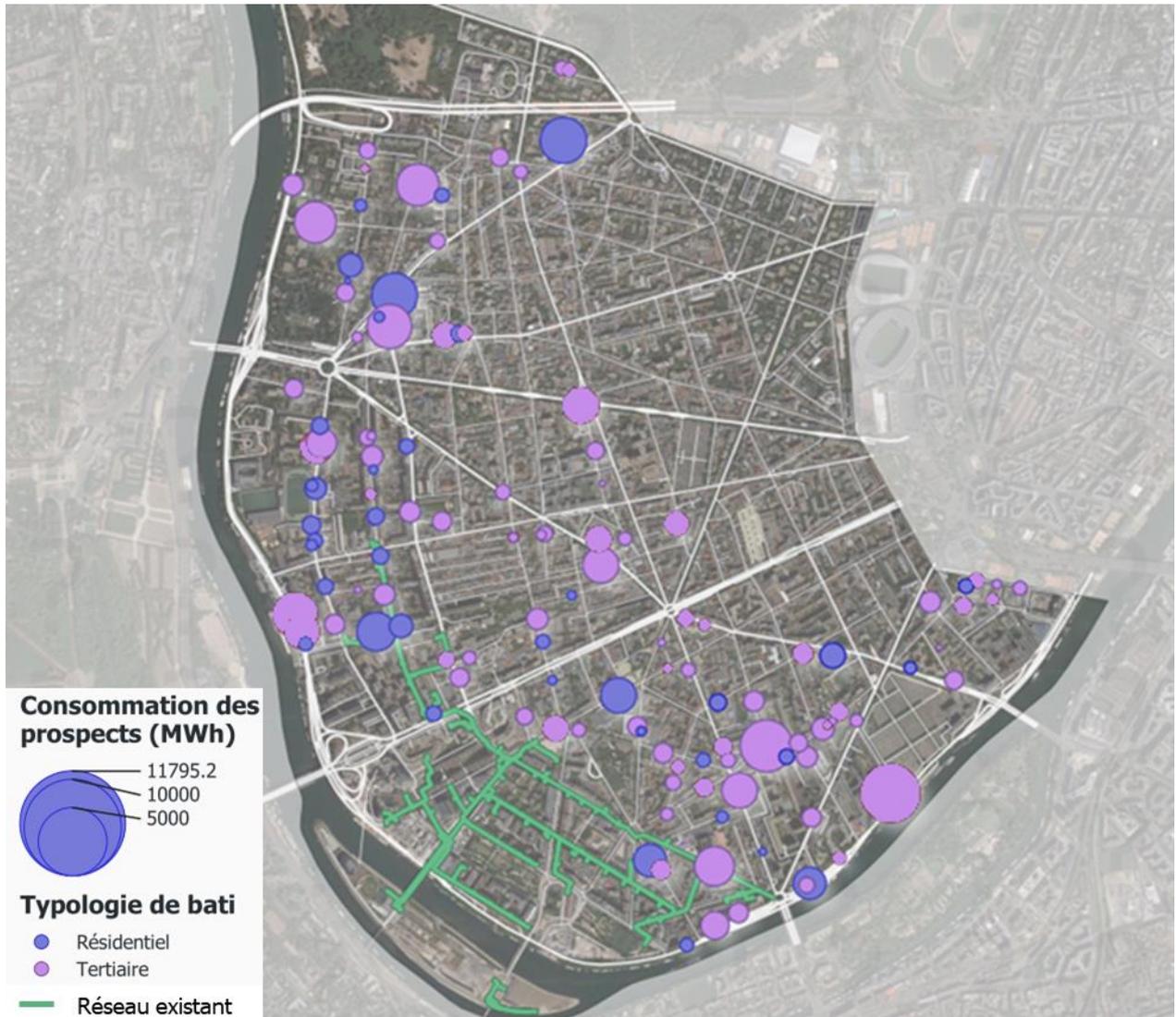
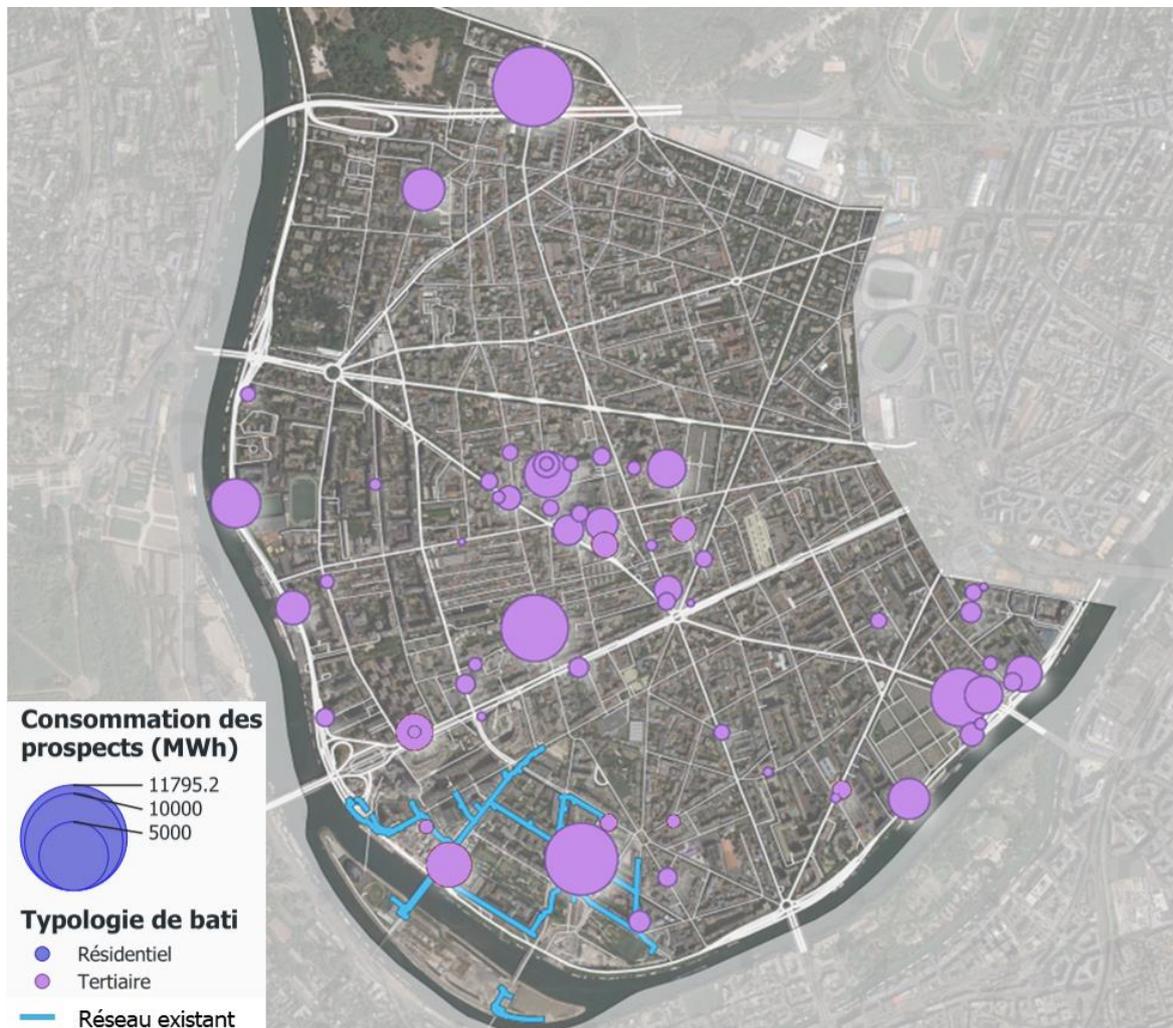


Figure 21 : Carte du potentiel de développement - réseau de chaleur

Le potentiel global brut identifié d'extension est de 150 GWh de chaleur.

De la même manière, la cartographie ci-dessous montre les prospects consommateurs de froid identifiés pour le développement du réseau de froid. Comme pour le chaud, ces prospects sont essentiellement des bâtiments à usage résidentiel et tertiaire.



Le potentiel global brut identifié d'extension est de 75 GWh de froid (y compris la densification).

3.4.2 FAISABILITE TECHNIQUE

Travaux d'extension

Tout comme les travaux de densification, mais sur des longueurs plus conséquentes, les travaux d'extension consistent en :

- Travaux de voirie :
 - Tranchées, signalisation, réfection
- Travaux de réseau :
 - Piquages sur le réseau existant
 - Canalisation aller/retour vers le bâtiment à raccorder
- Travaux en pied de bâtiment :

- Création d'une sous-station d'échange thermique (le plus souvent, le local technique chaufferie existant peut être réutilisé, moyennant quelques travaux de remise en état / conformité le cas échéant).

Pour chaque projet d'extension, une étude de faisabilité technique devra être lancée en amont. Une DICT (déclaration d'intention de commencement de travaux) devra notamment être faite afin de gérer les interfaces avec les autres exploitants de réseaux enterrés (<http://www.reseaux-et-canalisation.gouv.fr/>).

Entre deux projets ayant des besoins comparables, la priorité de développement sera donnée au projet le plus dense énergétiquement par rapport à la longueur de réseau à développer.

Les projets les moins denses sont à considérer comme moins prioritaires mais pouvant aussi bénéficier de densification à venir, de la même manière que le réseau actuel.

Mutualisation avec des travaux de voiries

Les travaux en lien avec la voirie, par exemple la réfection d'une voirie ou la construction d'une nouvelle ligne de bus ou de voie vélo, peuvent représenter des opportunités de mutualisation de travaux pour réaliser l'extension ou la création d'un réseau.

Ces opportunités pourront être étudiés au cas par cas par la ville de Boulogne-Billancourt et son délégataire dans le cadre des études techniques d'avant-projet.

3.5 ANALYSE DES POSSIBILITES DE CREATION DE RESEAU DE CHALEUR

Dans le cadre du présent schéma directeur, la création d'un deuxième réseau de chaleur ou de froid sur le territoire de la ville n'a pas été envisagé. La priorité est donnée au développement des réseaux actuels au travers leur densification et extension.

3.6 INTERCONNEXION ENTRE RESEAUX DE CHALEUR

L'interconnexion de réseaux de chaleur consiste à relier deux réseaux de chaleur, ou plus, entre eux à l'aide d'un linéaire de canalisations (plus ou moins long suivant la proximité des deux réseaux) et d'un point d'échange de l'énergie (HP-HP ou BP-BP ou mixte).

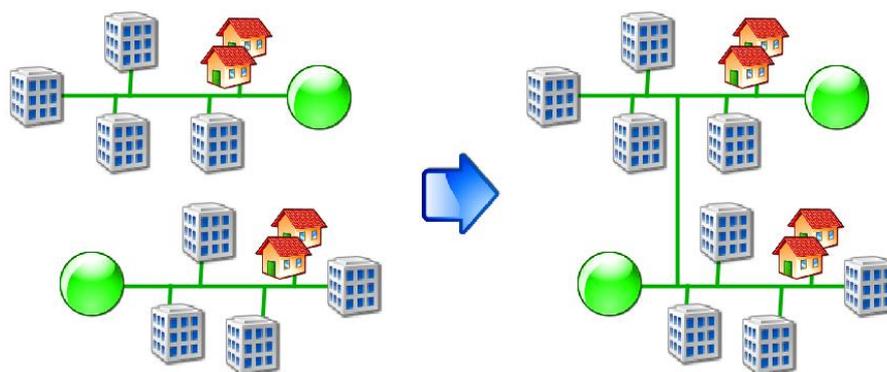


Figure 22 : Schéma de principe de l'interconnexion (source CEREMA)

Il n'est pas toujours intéressant d'interconnecter deux réseaux, mais cela peut avoir des avantages, par exemple :

- Optimiser le fonctionnement des systèmes de production en additionnant et lissant les besoins d'énergie notamment ;
- S'adapter à une baisse de la demande en énergie (importants travaux de rénovation énergétique par exemple) en supprimant une chaufferie (on passe de 2 chaufferies à 1 chaufferie avec un linéaire de canalisations inchangé voire augmenté) par exemple ;
- Mutualiser les coûts (cela peut permettre par exemple de récupérer de la chaleur fatale d'une UIOM ou d'une industrie un peu éloignée des bâtiments ou bien de créer une nouvelle production EnR&R) et homogénéiser les factures aux usagers ;
- Avoir une vision d'ensemble et mieux planifier les évolutions.

Cette interconnexion nécessite une concertation entre les différents acteurs des deux réseaux, notamment les propriétaires et les exploitants.

3.6.1 CAS DES RESEAUX ACTUELS

Interconnexion entre réseaux de chaleur

A proprement parler, les réseaux de Boulogne-Billancourt ne sont, à ce jour, pas interconnectés avec d'autres réseaux.

A noter malgré tout que le réseau de chaleur parisien alimente en partie le réseau bouloonnais avec la sous-station d'échange vapeur / eau chaude « Pierre Grenier », agissant telle une unité de production complémentaire à la production de chaleur issue de la centrale TFP du Parc Est.

Synergie des réseaux de chaleur et de froid bouloonnais

Croiser le fonctionnement des réseaux de chaleur et de froid bouloonnais est un concept très intéressant : cela permet de créer une « solidarité énergétique » entre des consommateurs variés avec des besoins opposés, cela renforce le caractère inclusif et résilient des réseaux.

Les synergies entre réseau de chaleur et de froid bouloonnais sont évidentes d'un point énergétique. La production de froid génère de la chaleur qu'il convient de dissiper. Cette chaleur fatale, aujourd'hui principalement dissipée dans la Seine et vers la nappe phréatique, est la ressource thermique à

privilégier pour la production et distribution de chaleur¹. Capter cette chaleur permet par ailleurs d'atténuer l'effet d'îlot de chaleur urbain et participe à l'atténuation du réchauffement ambiant.

Des concrétisations techniques sont déjà mises en œuvre grâce aux 2 thermo-frigo-pompes. En effet, ces machines valorisent une partie de la chaleur fatale issue de la production de froid. Inversement, elles valorisent également une partie du « froid fatal » lorsque l'installation fonctionne en mode chaud.

C'est donc cette capacité à valoriser l'énergie fatale qu'il s'agit de poursuivre et optimiser, en associant à toute nouvelle production de froid un exutoire local : raccordement au réseau de chaleur pour pouvoir valoriser le plus possible cette chaleur.

3.6.2 DEVELOPPEMENTS FUTURS

Dans une projection à plus long terme il n'est pas à écarter la possibilité d'interconnexion avec des réseaux de communes voisines, mais cette opportunité ne fait pas partie des enjeux actuels du réseau bouloonnais.

3.7 INTEGRATION D'ENERGIES RENOUVELABLES ET DE RECUPERATION

3.7.1 POTENTIEL

Nous rappelons ici les **3 ressources de chaleur renouvelables et de récupération locales** identifiées au chapitre 2. Pour chacune d'entre elles, un potentiel de puissance disponible pour la production chaud et/ou froid est retenu.

Type d'énergie	Potentiel	Usage
Réseau de chaleur CPCU	+25 MW	Chaud
Chaleur fatale UVE	+ 20 MW	Chaud
Géothermie	+ 15 MW	Chaud et Froid

Au global, **un potentiel de 60 MW EnR&R** est disponible pour soutenir le développement des réseaux de chaleur et de froid bouloonnais tel que projeté dans le cadre de ce schéma directeur.

3.7.2 EQUIPEMENTS A METTRE EN PLACE

L'intégration de ces ressources EnR&R au mix énergétique du réseau de chaleur et de froid nécessite des investissements sur les moyens de production.

¹ Politique de priorisation des EnR&R portée par l'ADEME

3.7.2.1 Géothermie

Les installations de géothermie basse et très basse énergie, valorisant les calories d'une ressource hydraulique (nappe phréatique, réserve d'eau souterraine...), se composent des éléments principaux listés ci-dessous :

- En sous-sol
 - Puits de forage
 - Pompe(s) d'exhaure
- En centrale géothermique :
 - Echangeurs thermiques
 - Pompe(s) de réinjection
 - Thermo-frigo-pompes
 - Pompes de distribution vers les réseaux
 - Traitement d'eau
 - Alimentation électrique
 - Contrôle-commande

Une étude hydrogéologique précèdera ou accompagnera l'étude de faisabilité.

3.7.2.2 Chaleur fatale (UVE)

La récupération de chaleur issue de l'unité de valorisation énergétique nécessite la mise en œuvre des canalisations entre l'usine Isséane à Issy-les-Moulineaux et une sous-station d'échange sur le territoire de Boulogne-Billancourt.

Les équipements principaux à prévoir sont les suivants :

- Canalisations de transport d'énergie
- Type de canalisations : vapeur
- Echangeurs vapeur / eau chaude
- Type échangeur : Haute pression (côté primaire et secondaire)
- Traitement des condensats
- Alimentation électrique
- Contrôle-commande

3.7.2.3 Réseau de chaleur

La sous-station d'échange vapeur /eau chaude avec le réseau de chaleur CPCU existe déjà (sous-station « Pierre Grenier »). Elle est en capacité d'accueillir une puissance supplémentaire de 25MW.

Les équipements principaux à prévoir sont les suivants :

- Echangeurs vapeur / eau chaude
- Raccordements hydrauliques à l'existant
- Contrôle-commande

3.8 SCENARIOS

3.8.1 PRINCIPES GENERAUX

La scénarisation vise à construire des scénarios différenciés d'évolution du réseau de chaleur.

L'année 2038 est retenue comme année-objectif car, soit un horizon à 15 ans :

- Elle est assez éloignée pour permettre d'engager des actions ayant un impact fort
- Elle est assez proche pour permettre de se projeter « raisonnablement »

Les principes de développement des réseaux pour les 3 scénarios sont synthétisés dans le tableau ci-après.

Scénario	Développement des réseaux en complément du développement en cours (ZAC, quartiers Boulogne-Rives et Seine et Ile Seguin)	Principe
Scénario 1 « Tendanciel »	= Développement prioritaire du réseau vers le Nord : quartiers Silly-Gallieni et Parchamp Albert Kahn.	Entrent en compte dans le scénario tendanciel les prospects identifiés dans le cadre du développement commercial actuel du délégataire. Cette méthode permet d'être en accord avec la réalité des projets en cours d'études ; et prend en compte la nécessité pour le réseau de chaleur de raccorder de nouveaux abonnés de la même manière que le délégataire peut le faire actuellement.
Scénario 2 « Équilibré »	+ Développement équilibré du réseau vers le Nord et l'Est : quartiers Silly-Gallieni, Parchamp Albert Kahn, et République-Point du Jour.	Dans ce scénario le développement des réseaux se réalise vers les deux zones de forte densité énergétique identifiées. En complément des prospects identifiés dans le cadre du développement commercial actuel du délégataire, sont ajoutés d'autres prospects à fort potentiel de décarbonation (immeubles collectifs d'habitation et bâtiments tertiaires chauffés au gaz ou au fioul).
Scénario 3 « Exploratoire »	++ Développement ambitieux du réseau vers le Nord et l'Est : quartiers Silly-Gallieni, Parchamp Albert Kahn, et République-Point du Jour.	Dans ce scénario, les principes du scénario 2 sont repris mais avec un <u>volume de raccordement accru.</u>

3.8.2 SCENARIO 1 : TENDANCIEL

Le premier scénario a pour objectif de raccorder l'hôpital Ambroise-Paré et le centre gériatrique des Abondances qui ont des consommations de chaleur relativement importantes, ainsi que les prospects identifiés dans la base de données commerciale du délégataire. Ce développement permet également de raccorder des bâtiments avec une consommation importante à l'Ouest et au Nord du territoire.

Plus précisément le scénario Tendancier projette une extension et densification du réseau de chaleur vers le Nord :

- Quartier Silly-Gallieni
- Quartier Parchamp-Albert Kahn

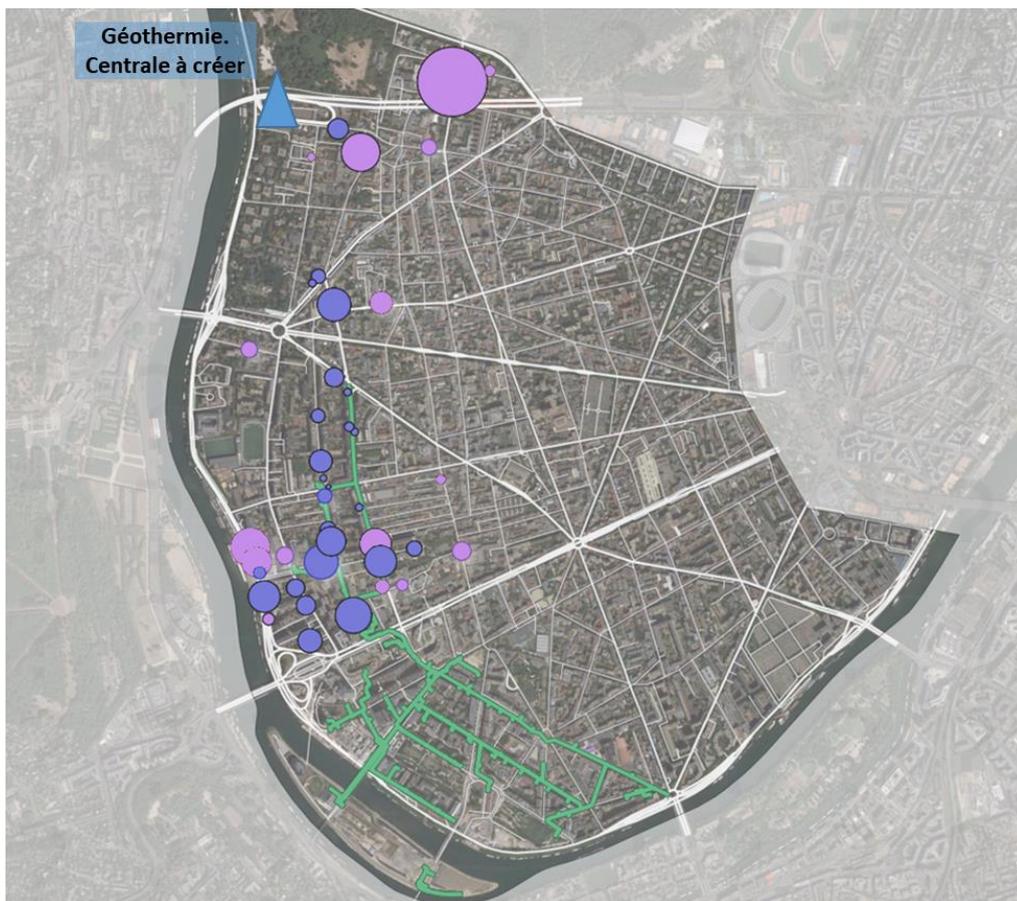


Figure 23 : Cartographie scénario 1 - Tendancier

Les chiffres clés de ce scénario sont les suivants (par rapport à l'état actuel 2023) :

- **+38 abonnés**
- **+88% de ventes de chaleur**
- **+4,6 km de réseau**

Côté production, le scénario Tendancier projette la **création d'une nouvelle unité de production géothermique** d'environ 15 MW (production de chaud et de froid). Une disponibilité foncière pour la création de cette nouvelle centrale géothermique serait à trouver dans le cadre de ce scénario (environ 2500m² en phase travaux et 500m² en phase exploitation).

3.8.3 SCENARIO 2 : EQUILIBRE

Le deuxième scénario a pour objectif de développer le réseau à la fois vers le Nord comme vu au scénario 1 (dans les limites de capacité des installations actuelles, sans nouvelle production) et également vers l'Est. Ce développement permet d'atteindre des bâtiments à fort potentiel de décarbonation (immeubles collectifs d'habitation et bâtiments tertiaires chauffés au gaz ou au fioul).

Plus précisément le scénario Equilibré projette une extension et densification du réseau de chaleur vers le Nord et l'Est :

- Quartier Silly-Gallieni
- Quartier Parchamp-Albert Kahn
- Quartier République-Point du Jour

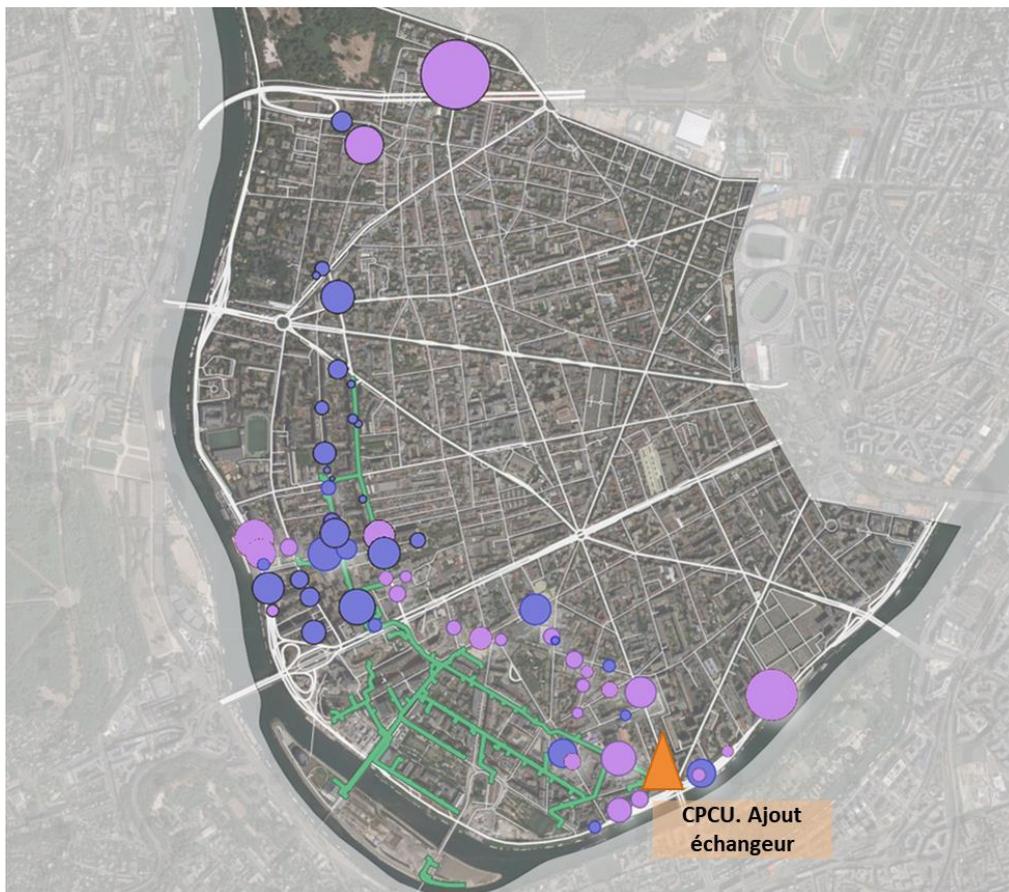


Figure 24 : Cartographie Scénario 2 - Equilibré

Les chiffres clés de ce scénario sont les suivants (par rapport à l'état actuel 2023) :

- **+49 abonnés**
- **+100% de ventes de chaleur**
- **+5,6 km de réseau**

Côté production, le scénario Equilibré projette **l'ajout d'une nouvelle capacité d'échange de chaleur en provenance de CPCU : second échangeur de 25MW chaud** en complément du premier.

A noter que l'ajout d'une capacité de puissance complémentaire en provenance de CPCU (+25MW, soit l'ajout d'un deuxième échangeur identique à celui existant) ne pourra être validé qu'après la fin de la procédure de renouvellement de la DSP actuelle du réseau de chaleur parisien (soit pas avant 2025).

3.8.4 SCENARIO 2 BIS : EQUILIBRE AVEC IMPORT DE CHALEUR UVE

En complément du scénario 2, un scénario 2bis a été projeté. Il permet d'intégrer un moyen de production complémentaire : l'import de chaleur fatale depuis l'usine Isséane.

Le principe de développement et les chiffres clés sont les mêmes que pour le scénario 2.

Côté production, le scénario 2bis projette l'**ajout d'une nouvelle capacité de production via une sous-station d'échange vapeur / eau chaude de 20MW depuis l'UVE.**

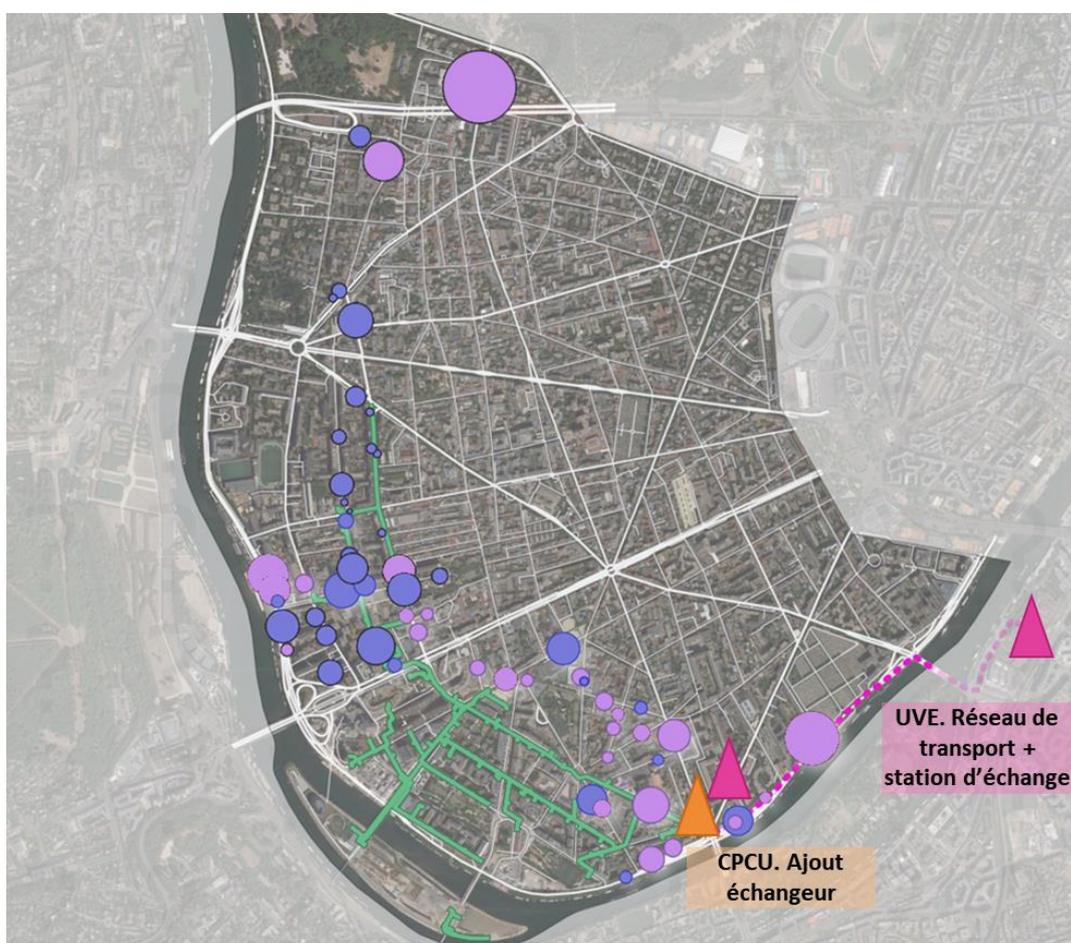


Figure 25 : Cartographie Scénario 2 bis - Equilibré avec import de chaleur fatale

UVE : quelles évolutions des capacités de fourniture de chaleur à moyen / long terme ? A priori ses capacités sont plutôt en hausse, le potentiel de chaleur fatale récupérable resterait donc au moins au niveau actuel voire davantage dans les années à venir. Ce point sera à confirmer et préciser dans les discussions avec le délégataire ISSEANE.

Une production d'hydrogène via la vapeur de l'UVE est également une possibilité énergétique pour le(s) territoire(s). Cette stratégie énergétique pourrait s'avérer compatible avec un export de chaleur vers le réseau de Boulogne-Billancourt puisque ce dernier est un réseau eau chaude.

3.8.5 SCENARIO 3 : EXPLORATOIRE

Les principes de développement du scénario Equilibré sont repris dans ce troisième scénario. Le volume de raccordement est cependant supérieur pour atteindre un niveau de développement relativement ambitieux par rapport au rythme de développement actuel (voir les chiffres clés ci-dessous).

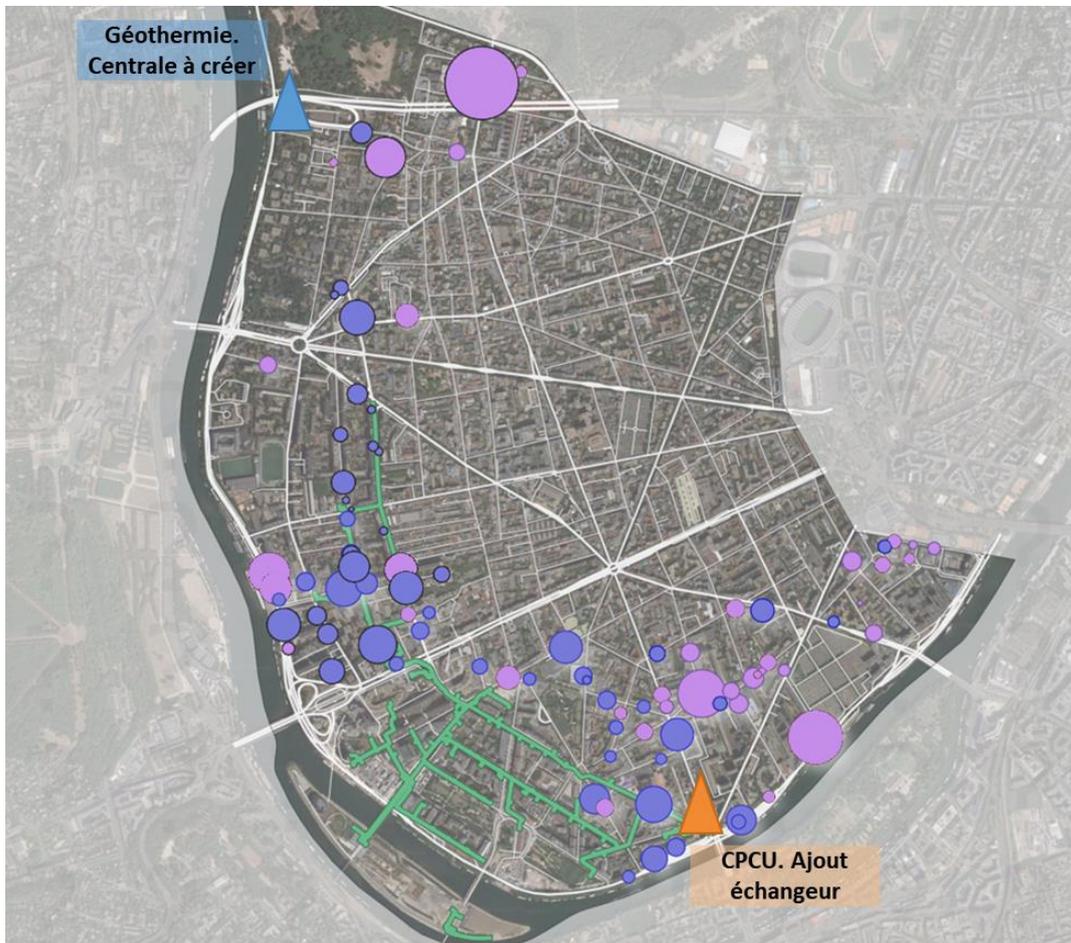


Figure 26 : Cartographie Scénario 3 - Exploratoire

Les chiffres clés de ce scénario sont les suivants (par rapport à l'état actuel 2023) :

- **+70 abonnés**
- **+134% de ventes de chaleur**
- **+8 km de réseau**

Côté production, le scénario Exploratoire projette :

- La **création d'une nouvelle unité de production géothermique** d'environ 15 MW (production de chaud et de froid).
- L'**ajout d'une nouvelle capacité d'échange de chaleur en provenance de CPCU : second échangeur de 25MW chaud** en complément du premier.

3.8.6 EVOLUTION DE LA PUISSANCE SOUSCRITE

Selon les scénarios projetés, l'évolution de la puissance souscrite chaud par rapport à l'état actuel (2023) varie entre +58% pour le scénario 1, et +132% pour le scénario 3 à l'horizon 2038.

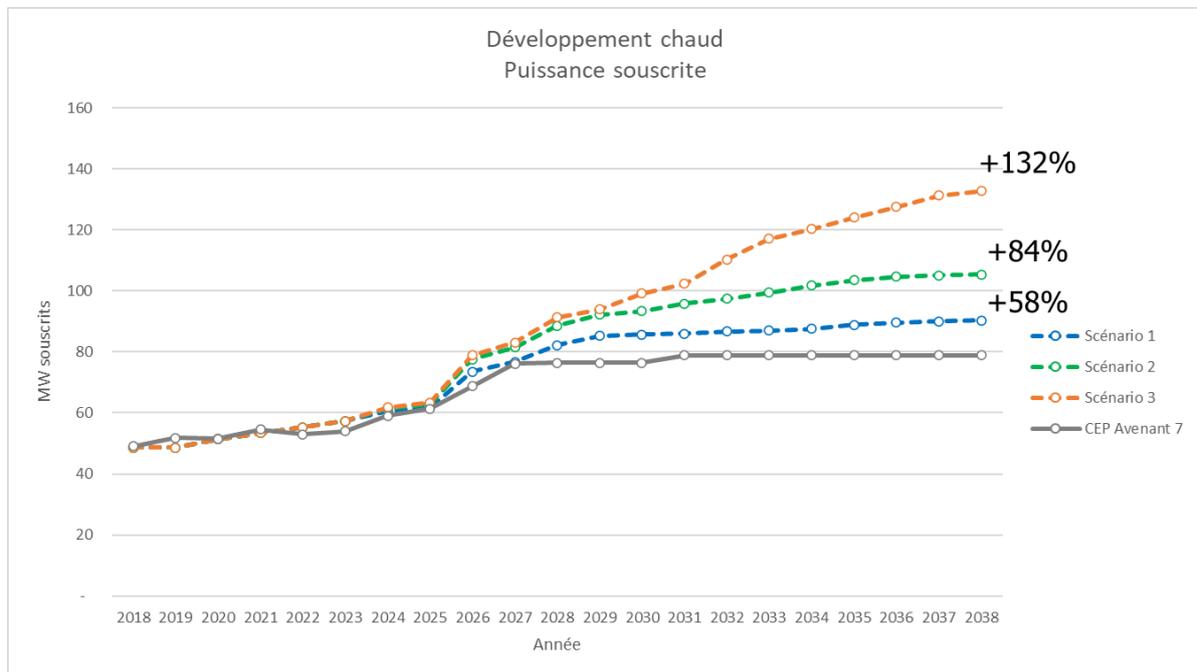


Figure 27 : Evolution de la puissance souscrite chaude

Selon les scénarios projetés, l'évolution de la puissance souscrite froid par rapport à l'état actuel (2023) varie entre +56% pour le scénario 2 et +75% pour le scénario 3 à l'horizon 2038.

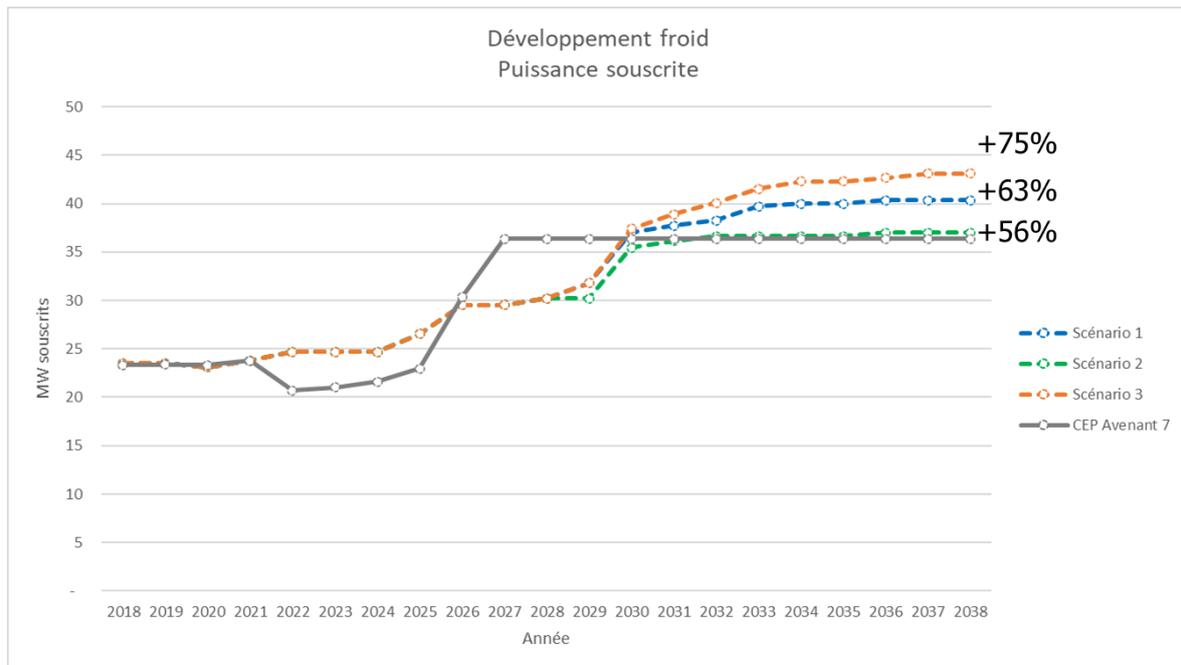


Figure 28 : Evolution de la puissance souscrite froide

3.8.7 INDICATEURS ENVIRONNEMENTAUX

Chacun des scénarios projetés permet un **verdissement du mix énergétique du réseau**, en se rapprochant du taux ENR&R de 80% voire en le dépassant.

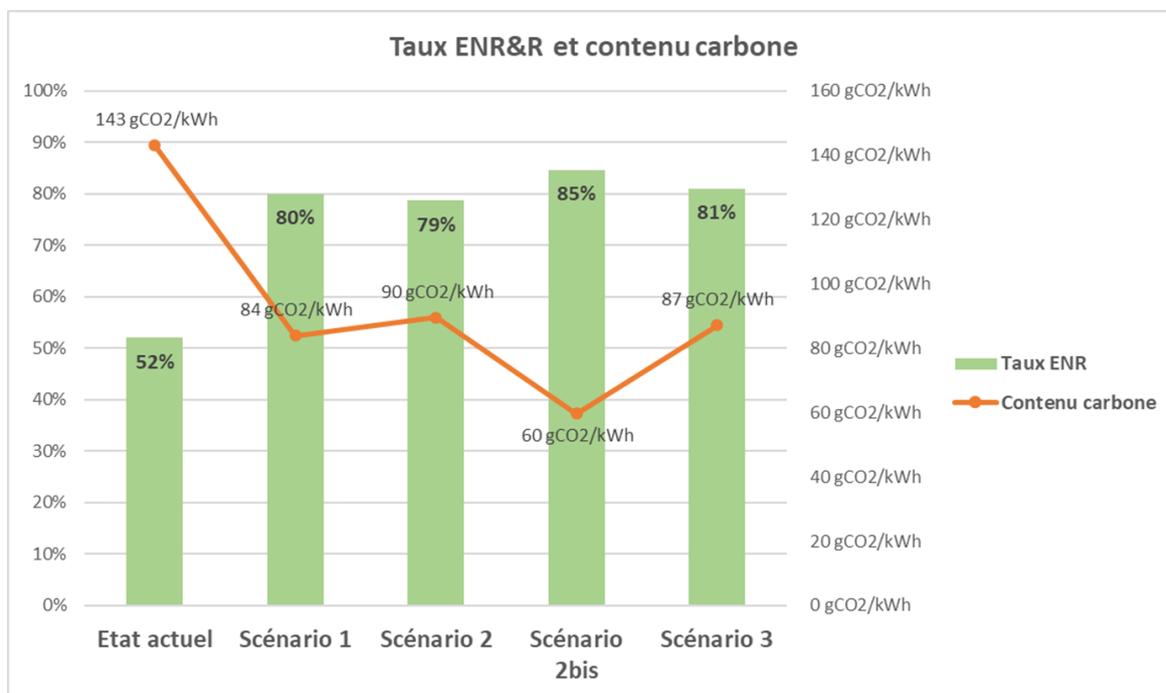


Figure 29 : Evolution des indicateurs environnementaux

Concernant le scénario 2, nous nous plaçons en **cohérence avec le Plan Climat parisien** au travers duquel la Ville de Paris s'est engagée à accélérer le verdissement du réseau de chaleur qui devra être alimenté exclusivement à partir d'énergies renouvelables et de récupération à l'horizon 2050, passant par une étape à 75% d'EnR&R en 2030. L'hypothèse prise dans le schéma directeur est un taux de 80% en 2038.

Suite à un premier retour de l'ADEME, nous notons un risque de ne pas bénéficier de subventions Fonds Chaleur pour le scénario 2 bis qui intègre un import de chaleur fatale issue de l'UVE. Il s'agit en effet de MWh EnR&R existants dont la valorisation serait repensée (vers le réseau de chaleur boulonnais et/ou autres usages qui dépassent le cadre de ce schéma directeur).

La géothermie reste la ressource privilégiée, notamment pour le développement Nord du réseau, sans oublier l'exploitation maximale des capacités restantes des installations géothermiques actuelles. A notre sens, la chaleur fatale de l'UVE constituerait en complément un atout environnemental et économique majeur pour un développement ambitieux du réseau : énergie décarbonée locale, nécessitant des investissements (réseau transport, station d'échange) moindres par rapport à une centrale géothermique et ses puits.

3.8.8 INVESTISSEMENTS PREVISIONNELS ET SUBVENTIONS

Les niveaux d'investissements prévisionnels estimés pour chacun des scénarios varient entre 14 et 35M€HT. Le budget nécessaire aux équipements de production est la principale variable. La mise en œuvre d'une nouvelle centrale géothermique est le poste de dépense le plus important (cf. scénario 1 et 3). Les scénarios 2 et 2bis sont les moins onéreux ; en effet les travaux pour l'installation d'un 2nd échangeur CPCU et ceux pour la mise en place d'une récupération de chaleur fatale auprès de l'UVE sont moindres.

Les hypothèses suivantes sont considérées :

- Phasage des investissements
 - Raccordement UVE Isséane : 2026
 - Nouvel échangeur CPCU : 2028
 - Nouvelle centrale géothermique : 2030

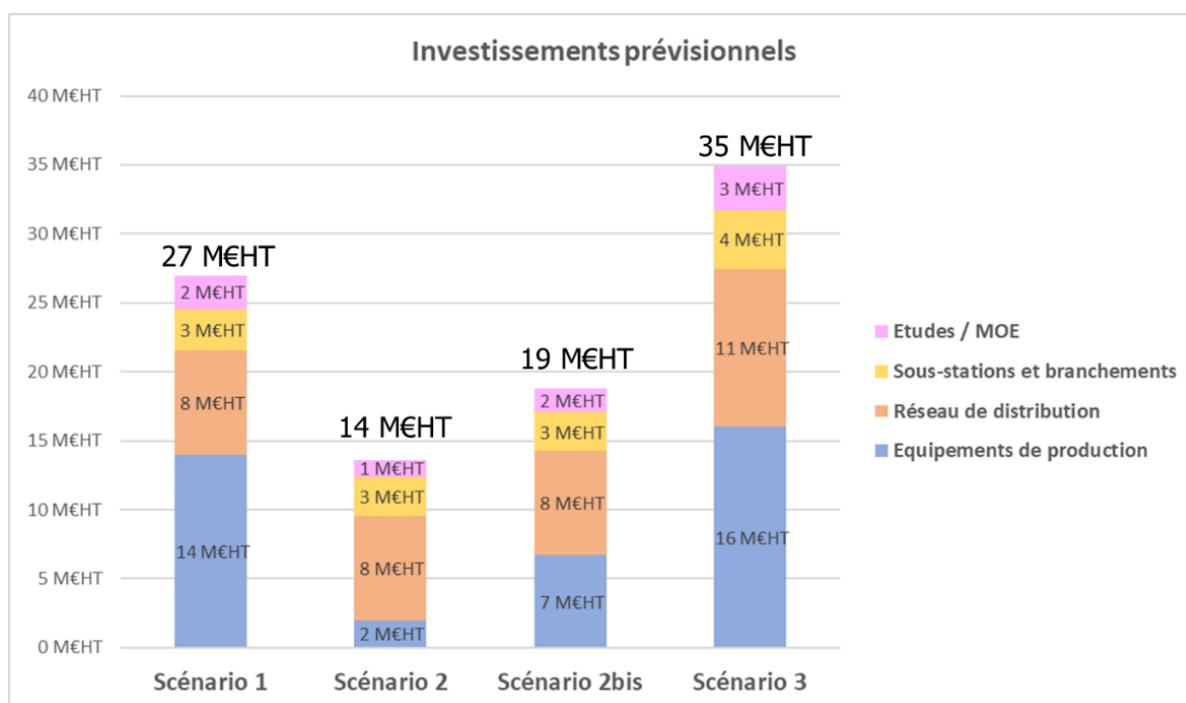


Figure 30 : Investissements prévisionnels

3.8.9 CHARGES D'EXPLOITATION PREVISIONNELLES

Les charges d'exploitation estimées varient entre 9,3 et 11,5M€HT/an selon le scénario. Les variations se font principalement sur le P1 (facture énergétique), et le P2 (entretien-maintenance) dans une moindre mesure.

Concernant le prix des énergies, les hypothèses suivantes sont considérées :

- Electricité : 110 €HT/MWh
- CPCU : 60 €HT/MWh
- UVE : 30 €HT/MWh

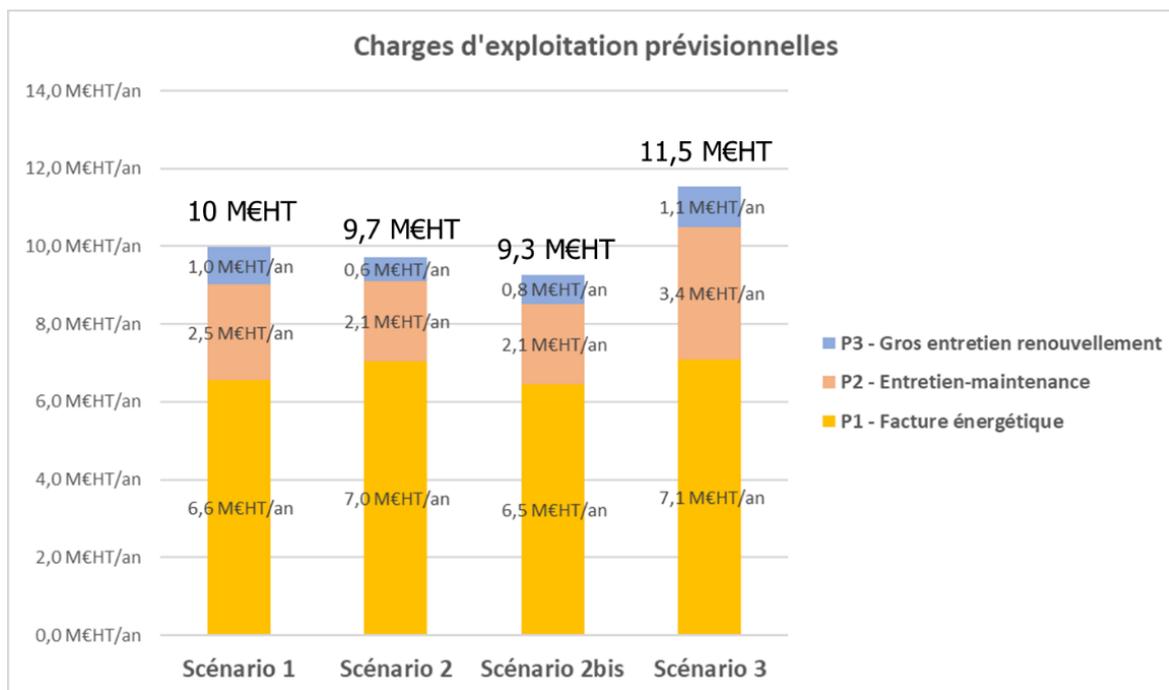


Figure 31 : Charges d'exploitation prévisionnelles

3.8.10 SYNTHÈSE DES ÉCHANGES INTERMÉDIAIRES AVEC LE COPIL

Le Comité de Pilotage s'est réuni en juillet 2023 pour la deuxième fois. L'objectif était qu'une direction puisse être prise par les élus vers un scénario à privilégier. En conclusion, les échanges sont synthétisés ci-après.

- ✓ **Le schéma directeur des réseaux de chaleur s'inscrit en cohérence avec le schéma directeur des énergies de GPSO**
- ✓ **La ville souhaite privilégier le scénario de développement n°2**
 - Dans le cadre de l'avenant 7 à court terme
 - Prospects hors périmètre actuel : à moyen terme, prévoir l'autorisation d'export de chaleur ou prévoir l'extension du périmètre
- ✓ **L'UVE constituera l'une des clés de verdissement du mix énergétique**
 - La feuille de route du schéma directeur intégrera la phase de négociation avec le délégataire de l'UVE (puissance mise à disposition, contrat de vente de chaleur, limites de prestations...)

4 ANALYSE ECONOMIQUE, ENVIRONNEMENTALE ET SOCIALE

4.1 COMPTE D'EXPLOITATION PREVISIONNEL ANNEXE AU CONTRAT

Pour rappel, les données économiques du contrat sont synthétisées dans le compte d'exploitation prévisionnel - avec une date valeur du 15 mai 2022- annexé à l'avenant n°7 du contrat DSP.

Il se présente comme suit sur les années résiduelles du contrat :

Exercices	Début Fin	01/10/2021	01/10/2022	01/10/2023	01/10/2024	01/10/2025	01/10/2026	01/10/2027	01/10/2028	01/10/2029	01/10/2030	01/10/2031	01/10/2032	01/10/2033	01/10/2034	01/07/2035	01/07/2036	01/07/2037
		30/09/2022	30/09/2023	30/09/2024	30/09/2025	30/09/2026	30/09/2027	30/09/2028	30/09/2029	30/09/2030	30/09/2031	30/09/2032	30/09/2033	30/09/2034	30/06/2035	30/06/2036	30/06/2037	30/06/2038
PRODUITS																		
Ventes chaleur	en MWh	70 200	71 248	77 697	80 503	89 487	98 494	98 764	98 764	98 764	101 997	101 997	101 997	101 997	101 997	101 997	101 997	76 498
Recettes R1c	€HT/MWh	4 159	4 221	4 603	4 769	5 301	5 835	5 851	5 851	5 851	6 042	6 042	6 042	6 042	6 042	6 042	6 042	4 532
Ventes froid	en MWh	11 459	11 759	12 359	13 716	21 091	27 109	27 109	27 109	27 109	27 109	27 109	27 109	27 109	27 109	27 109	27 109	20 331
Recettes R1f au MWh	€HT/MWh	477	490	515	571	879	1 129	1 129	1 129	1 129	1 129	1 129	1 129	1 129	1 129	1 129	1 129	847
Recettes R1f au m3	€HT/m3	519	529	550	598	741	836	836	836	836	836	836	836	836	836	836	836	627
Recettes R1f totales	€	996	1 019	1 065	1 169	1 619	1 965	1 965	1 965	1 965	1 965	1 965	1 965	1 965	1 965	1 965	1 965	1 474
TOTAL R1		165 031	5 155	5 240	5 668	6 920	7 800	7 816	7 816	8 007	6 005							
Puissance souscrite chauffage	en kW	37 450	38 370	43 400	45 688	53 175	60 580	60 790	60 790	60 790	63 312	63 312	63 312	63 312	63 312	63 312	63 312	47 484
Recettes R2c	€HT/kW	1 337	1 370	1 549	1 631	1 898	2 162	2 170	2 170	2 170	2 260	2 260	2 260	2 260	2 260	2 260	2 260	1 695
Puissance souscrite ECS	en kW	15 495	15 612	15 612	15 612	15 612	15 612	15 612	15 612	15 612	15 612	15 612	15 612	15 612	15 612	15 612	15 612	11 709
Recettes R2e	€HT/kW	553	557	557	557	557	557	557	557	557	557	557	557	557	557	557	557	418
Puissance souscrite Froid	en kW	20 695	20 995	21 595	22 952	30 327	36 345	36 345	36 345	36 345	36 345	36 345	36 345	36 345	36 345	36 345	36 345	27 258
Recettes R2f	€HT/kW	2 482	2 518	2 590	2 752	3 637	4 358	4 358	4 358	4 358	4 358	4 358	4 358	4 358	4 358	4 358	4 358	3 269
TOTAL R2		149 693	4 372	4 444	4 696	4 940	6 092	7 078	7 085	7 085	7 175	5 382						
Droits de raccordement		34 387	1 560	2 403	2 884	3 388	2 894	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
AUTRES RECETTES		34 387	1 560	2 403	2 884	3 388	2 894	0										
TOTAL PRODUITS		349 111	11 086	12 088	13 248	14 266	15 906	14 878	14 901	14 901	15 183	11 387						
Soulte (avenant n°2, article 6) - Produit exceptionnel	4 000														0	0	0	4 000
VNC extension Nord	2 329																	2 329
VNC (retard Ile Seguin)	2 597																	2 597
VNC (Silly Gallien)	1 065																	1 065
PRODUITS EXCEPTIONNELS	9 991	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	9 991
ACHATS																		
Achats CPCU	67 672	2 434	2 432	2 432	2 432	2 432	2 432	2 432	2 432	2 432	2 432	2 432	2 432	2 432	2 432	2 432	2 432	1 824
TOTAL PRIMAIRE CHAUD	67 672	2 434	2 432	1 824														
Electricité (Parc Est + CPFS)	56 033	1 353	1 649	1 920	2 073	2 660	3 204	3 215	3 215	3 215	3 341	3 341	3 341	3 341	3 341	3 341	3 341	2 506
TOTAL PRIMAIRE FROID	56 033	1 353	1 649	1 920	2 073	2 660	3 204	3 215	3 215	3 215	3 341	2 506						
TOTAL CHARGES P2 (dont élec auxiliaires)	41 149	1 441	1 443	1 481	1 487	1 489	1 504	1 505	1 505	1 505	1 527	1 529	1 529	1 084				
Dotation de renouvellement (contrat P3)	9 493	423	466	474	475	475	478	478	478	478	483	386						
Frais de structure et de siège	17 061	549	549	549	549	651	744	745	745	745	759	759	759	759	759	759	759	569
Redevance pour frais de contrôle et occupation du domaine public	7 001	195	210	210	210	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300
Fonds de modernisation (charges)	24	-9	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Intérêts sur emprunts ou CB/LF (= charges financières)	26 407	1 613	1 469	1 319	1 162	998	827	648	467	365	282	196	106	18	0	0	0	0
Amortissement des travaux de premier établissement	82 089	3 503	3 273	3 732	3 865	3 967	4 024	4 024	4 024	4 024	4 024	4 024	4 024	4 024	4 024	4 024	664	664
Dot et reprises prov GER	0	0	-689	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL CHARGES	132 582	5 850	4 812	5 810	5 786	5 916	5 894	5 716	5 536	5 433	5 365	5 279	5 189	5 101	5 083	1 724	1 724	869
TOTAL CHARGES	306 929	11 502	10 802	12 117	12 254	12 973	13 513	13 347	13 167	13 064	13 148	13 062	12 972	12 884	12 866	9 509	9 509	6 669
RÉSULTAT AVANT IMPÔTS	52 174	-415	1 286	1 131	2 012	2 993	1 365	1 554	1 734	1 837	2 034	2 121	2 211	2 299	2 317	5 674	5 674	14 709
Base d'imposition	63 852	0	0	967	2 525	3 441	1 854	2 024	2 183	2 264	2 441	2 505	2 572	2 632	2 639	5 777	5 777	14 748
Impôts sur les bénéfices acquittés par le délégataire	17 294	0	0	250	651	888	478	522	563	584	630	646	664	679	681	1 490	1 490	3 805
		26%	26%	26%	26%	26%	26%	26%	26%	26%	26%	26%	26%	26%	26%	26%	26%	26%
RÉSULTAT NET	34 880	-415	1 286	881	1 361	2 045	887	1 032	1 171	1 253	1 405	1 474	1 547	1 620	1 636	4 184	4 184	10 904
EBE AVANT DR	116 292	3 141	2 935	3 298	3 651	5 005	6 216	6 225	6 225	6 225	6 340	6 338	6 338	4 718				
Droits de raccordement (produits)	34 387	1 560	2 403	2 884	3 388	2 894	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
EBE APRES DR	150 679	4 701	5 338	6 181	7 039	7 899	6 216	6 225	6 225	6 225	6 340	6 338	6 338	4 718				
Investissements bruts	-82 089	-918	-6 888	-1 864	-1 332	-676	0											
Subventions	5 009	206	0	700	175	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Investissements nets de subvention	-77 081	-712	-6 888	-1 164	-1 157	-676	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Investissements nets des DR	-42 694	848	-4 485	1 720	2 231	2 218	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Investissements nets des VNC/soulte	-32 703	848	-4 485	1 720	2 231	2 218	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	9 991
MONTANT A REFINANCER	-32 703	848	-4 485	1 720	2 231	2 218	0	9 991										
Montant à refinancer cumulé		-44 378	-48 863	-47 143	-44 912	-42 694	-42 694	-42 694	-42 694	-42 694	-42 694	-42 694	-42 694	-42 694	-42 694	-42 694	-42 694	-32 703

4.2 SIMULATION FINANCIERE DES SCENARIOS

Pour chaque scénario, nous avons réalisé une projection financière d'une part sur la base des données réelles connues à ce jour et sur la base de projections tant en termes d'assiettes de ventes (MWh, Puissances souscrites, ...) qu'en termes de coûts en termes d'énergie primaire, de conduite et d'entretien d'installation, de gros entretien et de renouvellement et financement des investissements.

La période de la projection est du 1^{er} juillet 2024 au 30 juin 2038 soit sur la durée résiduelle du contrat de délégation de service public actuel.

La date valeur des projections financières est le 31/12/2022

4.2.1 SCENARIO N°1 - PROJECTIONS FINANCIERES

Concernant le scénario 1, la projection financière a été réalisées sur la base des projections technico-économique suivantes :

Scénario 1																	
N° année		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	
Année		2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	
CHAUD	Développement	MW souscrits	60,7	61,9	73,5	76,7	82,3	85,2	85,7	86,0	86,8	87,0	87,6	88,8	89,6	90,0	90,3
		GWh vendus	74,3	77,2	97,2	102,2	110,0	116,5	117,1	117,5	118,3	118,7	119,4	120,8	121,6	122,1	122,5
		km de réseau	8,4	8,7	10,0	10,5	11,2	11,5	11,6	11,6	11,7	11,8	11,9	12,0	12,0	12,1	12,2
		nb abonnés	114	118	125	129	133	136	137	138	139	140	141	142	143	144	145
		km réseau créés	0,8	0,3	1,3	0,6	0,7	0,3	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
		SST créées	7	4	7	4	4	3	1	1	1	1	1	1	1	1	1
	Mix énergétique	Densité MWh/ml	8,8	8,9	9,7	9,7	9,8	10,1	10,1	10,1	10,1	10,1	10,1	10,1	10,1	10,1	10,1
		Géothermie	41%	43%	44%	45%	47%	48%	49%	51%	52%	54%	55%	56%	58%	59%	60%
		CPCU	59%	57%	56%	55%	53%	52%	51%	49%	48%	46%	45%	44%	42%	41%	40%
		UVE	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
	Rendements	SCOP TFP	3,0	3,1	3,2	3,3	3,4	3,5	3,6	3,7	3,8	3,9	4,0	4,1	4,2	4,3	4,5
		rendement réseau	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%
	Mix énergétique	Géothermie	34,2	36,6	47,6	51,6	57,2	62,3	64,3	66,3	68,6	70,6	72,8	75,5	77,8	79,9	82,0
		CPCU	48,4	49,2	60,4	62,0	65,1	67,2	65,7	64,2	62,9	61,3	59,9	58,8	57,4	55,7	54,1
		UVE	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ENR	CPCU	55%	58%	62%	65%	68%	72%	75%	76%	78%	79%	80%	81%	83%	84%	85%
FROID	Développement	MW souscrits	24,7	26,6	29,5	29,5	30,2	31,8	37,0	37,7	38,2	39,7	40,0	40,0	40,3	40,3	40,3
		GWh vendus	12,0	14,4	18,3	18,3	19,1	21,2	28,1	28,9	29,6	31,5	31,9	31,9	32,3	32,3	32,3
		m3 consommés	1 475 289	1 772 112	2 246 877	2 246 877	2 354 139	2 609 175	3 448 531	3 557 642	3 641 428	3 874 179	3 920 768	3 920 768	3 976 003	3 976 003	3 976 003
		km de réseau	1,8	2,0	2,7	2,7	2,9	3,1	3,3	3,4	3,5	3,6	3,7	3,7	3,8	3,8	3,8
		nb abonnés	21	22	23	23	24	25	27	28	29	30	31	31	32	32	32
		km réseau créés	-	0,2	0,7	-	0,2	0,3	0,2	0,1	0,1	0,2	0,0	-	0,1	-	-
		SST créées	-	1	1	-	1	1	2	1	1	1	1	-	1	-	-
		Densité MWh/ml	6,7	7,1	6,8	6,8	6,7	6,8	8,5	8,5	8,6	8,7	8,6	8,6	8,6	8,6	8,6
Mix énergétique	Géothermie	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	
		0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	
		0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	
Rendements	SEER	2,2	2,3	2,3	2,4	2,4	2,5	2,5	2,6	2,6	2,7	2,7	2,8	2,8	2,9	3,0	
	rendement réseau	95%	95%	95%	95%	95%	95%	95%	95%	95%	95%	95%	95%	95%	95%	95%	
Charges (k€HT)	P1 Electricité Chaud	1 252	1 300	1 635	1 718	1 850	1 958	1 966	1 972	1 985	1 990	2 001	2 024	2 037	2 045	2 044	
	P1 Electricité Froid	632	742	920	901	924	1 003	1 299	1 314	1 319	1 377	1 368	1 343	1 337	1 314	1 248	
	P1 CPCU	2 907	2 950	3 624	3 719	3 906	4 032	3 945	3 852	3 774	3 678	3 593	3 527	3 441	3 345	3 244	
	P1 UVE	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
	P1'	419	444	560	584	627	668	702	708	716	726	731	738	744	747	748	
	P2 (hors P1')	1 071	1 094	1 874	1 905	1 922	1 934	1 938	1 964	1 968	1 972	1 976	1 980	1 986	1 990	1 549	
	P3	964	965	965	968	968	968	968	973	973	973	973	973	973	973	875	
Invest (k€HT)	Prod (part Chaud)	-	-	7 000	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
	Prod (part Froid)	-	-	7 000	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
	Réseau	646	626	2 597	543	909	676	420	173	155	366	110	79	138	55	55	
	SST	141	272	627	116	272	249	639	143	113	175	81	31	87	25	18	
Subventions (k€ HT)	Prod	-	-	5 600	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
	Réseau	226	191	742	170	297	204	118	66	56	113	38	31	42	19	19	
	SST	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	

4.2.1.1 Produits d'exploitation

1. Recettes de chaud

Les quantités vendues prévisionnelles

Les quantités vendues prévisionnelles sont issues des hypothèses de développement du scénario.

Les tarifs « calculés »

Les tarifs ont été calculés en proportion des charges qu'ils représentent et un taux de marge de 10% sur les charges P1, P2 et P3 sur la durée résiduelle du contrat rapportées à l'assiette de chaque tarif (MWh, KW).

Le chiffre d'affaires prévisionnel

Le chiffre d'affaires est issu du produit des MWh et des kW avec les tarifs calculés précédemment.

2. Recettes de froid

Les quantités vendues prévisionnelles

Les quantités vendues prévisionnelles sont issues des hypothèses de développement du scénario.

Les tarifs « calculés »

Les tarifs ont été calculés en proportion des charges qu'ils représentent et un taux de marge de 10% sur les charges P1, P2 et P3 sur la durée résiduelle du contrat rapportées à l'assiette de chaque tarif (MWh, KW).

Le chiffre d'affaires prévisionnel

Le chiffre d'affaires est issu du produit des MWh et des kW avec les tarifs calculés précédemment.

3. Chiffres d'affaires

Le chiffre d'affaires est celui liée aux ventes de chaleur et de froid.

4. Droit de raccordement

Les droits de raccordement sont ceux calculés dans l'avenant n°7 et une projection de ceux liés aux raccordements prévus dans le cadre du scénario (Montant des réseaux+ Montant sous-station – subvention) ;

4.2.1.2 Charges d'exploitation

1. Charges d'achat d'énergies

Elles correspondent aux charges relatives aux achats d'énergie telles qu'estimées dans les charges d'exploitation (Achat d'électricité, Achat de chaleur à CPCU, Achat de chaleur à l'UVE).

2. Charges de conduite et d'entretien

Elles ont été projetées conformément à des coûts de main d'œuvre notamment pour ce type de réseau.

3. Dotation aux gros entretien et renouvellement

Elles ont été projetées conformément à des coûts classiquement constatés pour ce type de réseau.

4. Dotation aux amortissements

Le CEP de projection reprend les amortissements en cours au 30/09/2022 tel que détaillé à l'état comptable des immobilisations.

Concernant les investissements programmés dans l'avenant n°7, les amortissements techniques ont été constatées sur la durée résiduelle au contrat comme au contrat DSP.

Concernant les nouveaux investissements, un plan pluriannuel a été établi avec des montants par année qui ont été amorti sur la durée résiduelle de la DSP (méthode identique à celle du CEP).

4.2.1.3 Charges financières

Elles comprennent les charges financières de l'emprunt actuel et des nouveaux emprunts pour financer les nouveaux moyens de production.

Le nouvel emprunt a été calculé sur la durée résiduelle de la délégation de service public avec une première annuité l'année qui suit la mise en service des biens financés. Le taux d'intérêt appliqué est de 5%.

4.2.1.4 Charges exceptionnelles

Les charges exceptionnelles correspondent aux reprises de subvention sur la durée résiduelle du contrat DSP.

Le CEP sur le scénario 1 a été projeté comme suit :

N° année	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Année	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038
Saison de chauffe	2023/2024	2024/2025	2025/2026	2026/2027	2027/2028	2028/2029	2029/2030	2030/2031	2031/2032	2032/2033	2033/2034	2034/2035	2035/2036	2036/2037	2037/2038
Produits k€	15 295	16 592	20 406	16 013	17 366	18 107	19 546	19 052	19 229	19 801	19 667	19 757	20 032	19 965	29 988
R1 chaud	4 015	4 171	5 247	5 518	5 943	6 294	6 322	6 344	6 391	6 409	6 447	6 525	6 569	6 595	6 614
R1 froid au MWh	535	643	815	815	854	946	1 250	1 290	1 320	1 405	1 422	1 422	1 442	1 442	1 442
R1 froid au m3	541	650	824	824	863	957	1 265	1 305	1 336	1 421	1 438	1 438	1 458	1 458	1 458
CA R1	5 091	5 464	6 886	7 157	7 660	8 197	8 838	8 939	9 047	9 235	9 307	9 384	9 469	9 495	9 514
R2 chaud	4 194	4 277	5 078	5 300	5 687	5 889	5 921	5 946	5 998	6 016	6 054	6 141	6 191	6 221	6 241
R2 Froid	2 565	2 758	3 066	3 066	3 136	3 301	3 846	3 917	4 122	4 152	4 152	4 188	4 188	4 188	4 188
CA R2	6 759	7 035	8 144	8 366	8 822	9 190	9 767	9 863	9 970	10 138	10 207	10 294	10 379	10 409	10 430
CA chaud	8 209	8 448	10 326	10 819	11 630	12 183	12 244	12 290	12 389	12 425	12 501	12 666	12 760	12 816	12 855
CA Froid	3 641	4 050	4 705	4 705	4 853	5 204	6 361	6 512	6 627	6 948	7 012	7 012	7 088	7 088	7 088
Chiffre d'affaires	11 850	12 498	15 030	15 523	16 482	17 387	18 605	18 802	19 016	19 373	19 514	19 678	19 848	19 904	19 943
Droits de raccordements	3 445	4 094	5 376	489	884	720	941	251	213	428	153	79	184	61	53
Charges d'exploitation k€	13 132	13 678	16 021	17 766	18 230	17 475	16 505	16 363	16 360	16 386	16 420	15 922	14 758	14 765	13 903
Achats CPCU	2 907	2 950	3 624	3 719	3 906	4 032	3 945	3 852	3 774	3 678	3 593	3 527	3 441	3 345	3 244
Total primaire chaud	2 907	2 950	3 624	3 719	3 906	4 032	3 945	3 852	3 774	3 678	3 593	3 527	3 441	3 345	3 244
P1 Electricité Chaud	1 252	1 300	1 635	1 718	1 850	1 958	1 966	1 972	1 985	1 990	2 001	2 024	2 037	2 045	2 004
P1 Electricité Froid	632	742	920	901	924	1 003	1 299	1 314	1 319	1 377	1 368	1 343	1 337	1 314	1 248
Total Primaire électricité	1 884	2 042	2 555	2 619	2 773	2 961	3 265	3 286	3 304	3 367	3 369	3 367	3 375	3 359	3 253
Total P2 y compris (P1 - elec auxiliaire)	1 490	1 539	2 434	2 489	2 549	2 602	2 641	2 672	2 684	2 698	2 707	2 718	2 730	2 736	2 297
P1 - électricité	419	444	560	584	627	668	702	708	716	726	731	738	744	747	748
Personnel extérieur à l'entreprise	1 071	1 094	1 874	1 905	1 922	1 934	1 938	1 964	1 968	1 972	1 976	1 980	1 986	1 990	1 549
Frais de structure et de siège	549	549	651	744	745	745	745	759	759	759	759	759	759	759	569
Redevance pour frais de contrôle et occupation du domaine public	210	210	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300
Charges fixes exploitation	759	759	951	1 044	1 045	1 045	1 045	1 059	1 059	1 059	1 059	1 059	1 059	1 059	869
Dotation de renouvellement	964	965	965	968	968	968	968	973	973	973	973	973	973	973	875
Total P3 - GER	964	965	965	968	968	968	968	973	875						
Total Amortissement	5 129	5 424	5 493	6 928	6 988	5 868	4 641	4 521	4 567	4 611	4 720	4 278	3 181	3 293	3 363
Résultat d'exploitation	2 162	2 914	4 385	-1 754	-863	631	3 041	2 689	2 868	3 415	3 247	3 835	5 273	5 200	16 085
Résultat financier	-415	-381	-346	-731	-667	-601	-533	-461	-387	-310	-230	-168	-129	-88	-45
Résultat exceptionnel	249	265	280	809	824	854	876	891	901	910	933	873	703	724	10 753
Subvention Production				467	467	467	467	467	467	467	467	467	467	467	467
Subvention Réseau		16	31	93	108	138	161	175	185	194	217	226	237	258	296
Indemnité de fin de contrat															9 991
Résultat net	1 997	2 798	4 319	-1 675	-706	884	3 385	3 119	3 382	4 015	3 949	4 539	5 847	5 836	26 794
EBITDA	4 814	5 861	7 401	2 698	3 648	5 261	7 683	7 211	7 435	8 026	7 966	8 113	8 454	8 493	19 449

4.2.2 SCENARIO N°2 – PROJECTION FINANCIERE

Concernant le scénario 2, la projection financière a été réalisées sur la base des projections technico-économique suivantes :

Scénario 2		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	
N° année		2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	
CHAUD	Développement	MW souscrits	61,5	63,0	77,5	81,5	88,5	92,2	93,3	95,8	97,4	99,4	101,8	103,5	104,7	105,1	105,4
		GWh vendus	74,3	77,2	97,2	102,2	110,0	116,5	117,6	120,2	121,6	123,6	126,0	127,7	128,8	129,2	129,5
		km de réseau	8,4	8,7	10,0	10,5	11,2	11,5	11,6	12,0	12,1	12,4	12,7	12,9	13,1	13,2	13,2
		nb abonnés	114	118	125	129	133	136	138	141	143	146	149	152	154	155	156
		km réseau créés	0,8	0,3	1,3	0,6	0,7	0,3	0,2	0,3	0,2	0,3	0,3	0,2	0,2	0,1	0,1
		SST créées	7	4	7	4	4	3	2	3	2	3	3	3	2	1	1
	Mix énergétique	Densité MWh/ml	8,8	8,9	9,7	9,7	9,8	10,1	10,1	10,1	10,0	10,0	9,9	9,9	9,9	9,8	9,8
		Géothermie	41%	42%	44%	45%	46%	47%	49%	50%	51%	52%	54%	55%	56%	57%	58%
		CPCU	59%	58%	56%	55%	54%	53%	51%	50%	49%	48%	46%	45%	44%	43%	42%
	Rendements	UVE	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
		SCOP TFP	3,0	3,0	3,1	3,1	3,1	3,2	3,2	3,2	3,2	3,3	3,3	3,3	3,4	3,4	3,5
	Mix énergétique	rendement réseau	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%
		Géothermie	34,1	36,4	47,2	51,0	56,4	61,3	63,5	66,5	69,0	71,8	74,9	77,7	80,1	82,1	84,1
		CPCU	48,5	49,4	60,8	62,5	65,9	68,2	67,2	67,0	66,1	65,5	65,1	64,2	63,0	61,5	59,8
	ENR	UVE	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CPCU		55%	58%	62%	65%	68%	72%	75%	76%	78%	79%	80%	81%	83%	84%	85%	
FROID	Développement	MW souscrits	24,7	26,6	29,5	29,5	30,2	30,2	35,4	36,1	36,6	36,6	36,6	37,0	37,0	37,0	
		GWh vendus	12,0	14,4	18,3	18,3	19,1	19,1	26,0	26,9	27,5	27,5	27,5	28,0	28,0	28,0	28,0
		m3 consommés	1 475 289	1 772 112	2 246 877	2 246 877	2 354 139	2 354 139	3 193 495	3 302 605	3 386 392	3 386 392	3 386 392	3 386 392	3 441 627	3 441 627	3 441 627
		km de réseau	1,8	2,0	2,7	2,7	2,9	2,9	3,0	3,1	3,2	3,2	3,2	3,2	3,3	3,3	3,3
		nb abonnés	21	22	23	23	24	24	26	27	28	28	28	28	29	29	29
		km réseau créés	-	0,2	0,7	-	0,2	-	0,2	0,1	0,1	-	-	-	0,1	-	-
	SST créées	-	1	1	-	1	-	2	1	1	-	-	-	1	-	-	
Mix énergétique	Densité MWh/ml	6,7	7,1	6,8	6,8	6,7	6,7	8,5	8,6	8,6	8,6	8,6	8,6	8,6	8,6	8,6	
	Géothermie	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	
	UVE	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	
Rendements	SEER	2,2	2,2	2,2	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,5	2,5	
	rendement réseau	95%	95%	95%	95%	95%	95%	95%	95%	95%	95%	95%	95%	95%	95%	95%	
Charges (k€HT)	P1 Electricité Chaud	1 249	1 323	1 695	1 815	1 989	2 142	2 197	2 280	2 342	2 414	2 496	2 565	2 623	2 664	2 643	
	P1 Electricité Froid	632	752	945	936	972	964	1 296	1 329	1 351	1 340	1 329	1 318	1 328	1 318	1 297	
	P1 CPCU	2 913	2 963	3 648	3 753	3 951	4 089	4 032	4 019	3 968	3 931	3 904	3 853	3 782	3 687	3 591	
	P1 UVE	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
	P1'	419	444	560	584	627	658	695	712	722	732	743	752	760	761	763	
Invest (k€HT)	P2	1 077	1 119	1 161	1 217	1 264	1 310	1 356	1 426	1 474	1 524	1 575	1 626	1 680	1 733	1 341	
	P3	632	634	634	636	637	637	637	641	641	641	641	641	641	641	544	
	Prod (part Chaud)	-	-	2 000	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Subventions	Prod (part Froid)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
	Réseau	646	626	2 597	543	909	227	476	373	235	223	206	176	197	55	55	
	SST	141	272	627	116	272	73	665	193	134	65	57	68	118	19	15	
	SST	-	-	800	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	

4.2.2.1 Produits d'exploitation

1. Recettes de chaud

Les quantités vendues prévisionnelles

Les quantités vendues prévisionnelles sont issues des hypothèses de développement du scénario.

Les tarifs « calculés »

Les tarifs ont été calculés en proportion des charges qu'ils représentent et un taux de marge de 10% sur les charges P1, P2 et P3 sur la durée résiduelle du contrat rapportées à l'assiette de chaque tarif (MWh, KW).

Le chiffre d'affaires prévisionnel

Le chiffre d'affaires est issu du produit des MWh et des kW avec les tarifs calculés précédemment.

2. Recettes de froid

Les quantités vendues prévisionnelles

Les quantités vendues prévisionnelles sont issues des hypothèses de développement du scénario.

Les tarifs « calculés »

Les tarifs ont été calculés en proportion des charges qu'ils représentent et un taux de marge de 10% sur les charges P1, P2 et P3 sur la durée résiduelle du contrat rapportées à l'assiette de chaque tarif (MWh, KW).

Le chiffre d'affaires prévisionnel

Le chiffre d'affaires est issu du produit des MWh et des kW avec les tarifs calculés précédemment.

3. Chiffres d'affaires

Le chiffre d'affaires est celui liées aux ventes de chaleur et de froid.

4. Droit de raccordement

Les droits de raccordement sont ceux calculés dans l'avenant n°7 et une projection de ceux liés aux raccordements prévus dans le cadre du scénario (Montant des réseaux+ Montant sous-station – subvention).

4.2.2.2 Charges d'exploitation

1. Charges d'achat d'énergies

Elles correspondent aux charges relatives aux achats d'énergie telles qu'estimées dans les charges d'exploitation (Achat d'électricité, Achat de chaleur à CPCU, Achat de chaleur à l'UVE).

2. Charges de conduite et d'entretien

Elles ont été projetées conformément à des coûts de main d'œuvre notamment pour ce type de réseau.

3. Dotation aux gros entretien et renouvellement

Elles ont été projetées conformément à des coûts classiquement constatés pour ce type de réseau.

4. Dotation aux amortissements

Le CEP de projection reprend les amortissements en cours au 30/09/2022 tel que détaillé à l'état comptable des immobilisations.

Concernant les investissements programmés dans l'avenant n°7, les amortissements techniques ont été constatées sur la durée résiduelle au contrat comme au contrat DSP.

Concernant les nouveaux investissements, un plan pluriannuel a été établi avec des montants par année qui ont été amorti sur la durée résiduelle de la DSP (méthode identique à celle du CEP).

4.2.2.3 Charges financières

Elles comprennent les charges financières de l'emprunt actuel et des nouveaux emprunts pour financer les nouveaux moyens de production.

Le nouvel emprunt a été calculé sur la durée résiduelle de la délégation de service public avec une première annuité l'année qui suit la mise en service des biens financés. Le taux d'intérêt appliqué est de 5%.

4.2.2.4 Charges exceptionnelles

Les charges exceptionnelles correspondent aux reprises de subvention sur la durée résiduelle du contrat DSP.

Le CEP sur le scénario 2 a été projeté comme suit :

Année	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038
Saison de chauffe	2023/2024	2024/2025	2025/2026	2026/2027	2027/2028	2028/2029	2029/2030	2030/2031	2031/2032	2032/2033	2033/2034	2034/2035	2035/2036	2036/2037	2037/2038
Produits k€	14 044	15 321	19 092	14 695	16 031	15 798	17 920	17 750	17 884	17 934	18 250	18 437	18 704	18 550	28 573
R1 chaud	4 254	4 419	5 560	5 847	6 297	6 668	6 732	6 876	6 958	7 070	7 208	7 307	7 372	7 393	7 412
R1 froid au MWh	589	708	898	898	941	941	1 276	1 320	1 353	1 353	1 353	1 353	1 375	1 375	1 375
R1 froid au m3	541	650	824	824	863	863	1 171	1 211	1 242	1 242	1 242	1 242	1 262	1 262	1 262
CA R1	5 384	5 777	7 282	7 569	8 101	8 473	9 179	9 407	9 553	9 665	9 803	9 902	10 010	10 031	10 050
R2 chaud	3 100	3 176	3 906	4 108	4 460	4 645	4 702	4 826	4 906	5 008	5 130	5 214	5 277	5 297	5 313
R2 ECS															
R2 Froid	2 115	2 274	2 528	2 528	2 586	2 586	3 035	3 094	3 138	3 138	3 138	3 138	3 168	3 168	3 168
CA R2	5 215	5 450	6 434	6 636	7 046	7 230	7 737	7 920	8 044	8 146	8 268	8 352	8 445	8 465	8 481
CA chaud	7 354	7 595	9 466	9 955	10 757	11 313	11 434	11 702	11 863	12 078	12 337	12 521	12 649	12 690	12 725
CA Froid	3 246	3 632	4 250	4 250	4 390	4 390	5 482	5 624	5 734	5 734	5 734	5 734	5 805	5 805	5 805
Chiffre d'affaires	10 600	11 227	13 716	14 205	15 147	15 703	16 917	17 327	17 597	17 812	18 071	18 254	18 454	18 495	18 531
Droits de raccordements	3 445	4 094	5 376	489	884	95	1 003	424	287	122	180	183	250	55	51
Charges d'exploitation k€	12 809	13 417	15 085	15 747	16 306	15 546	14 665	15 012	15 184	15 329	15 493	15 138	14 143	14 290	13 538
Achats CPCU	2 913	2 963	3 648	3 753	3 951	4 089	4 032	4 019	3 968	3 931	3 904	3 853	3 782	3 687	3 591
Total primaire chaud	2 913	2 963	3 648	3 753	3 951	4 089	4 032	4 019	3 968	3 931	3 904	3 853	3 782	3 687	3 591
P1 Electricité Chaud	1 249	1 323	1 695	1 815	1 989	2 142	2 197	2 280	2 342	2 414	2 496	2 565	2 623	2 664	2 643
P1 Electricité Froid	632	752	945	936	972	964	1 296	1 329	1 351	1 340	1 329	1 318	1 328	1 318	1 297
Total Primaire électricité	1 880	2 074	2 640	2 752	2 962	3 106	3 494	3 609	3 693	3 755	3 825	3 883	3 951	3 982	3 939
Total P2 y compris (P'1 - elec auxiliaire)	1 496	1 563	1 721	1 801	1 891	1 968	2 052	2 138	2 196	2 255	2 318	2 378	2 440	2 494	2 104
P'1 - électricité	419	444	560	584	627	658	695	712	722	732	743	752	760	761	763
Personnel extérieur à l'entreprise	1 077	1 119	1 161	1 217	1 264	1 310	1 356	1 426	1 474	1 524	1 575	1 626	1 680	1 733	1 341
Frais de structure et de siège	549	549	651	744	745	745	745	759	759	759	759	759	759	759	569
Redevance pour frais de contrôle et occupation du domaine public	210	210	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300
Fonds de modernisation (charges)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Charges fixes exploitation	759	759	951	1 044	1 045	1 045	1 045	1 059	1 059	1 059	1 059	1 059	1 059	1 059	869
Dotation de renouvellement	964	965	965	968	968	968	968	973	973	973	973	973	973	973	875
Total P3 - GER	632	634	634	636	637	637	637	641	641	641	641	641	641	641	544
Total Amortissement	5 129	5 424	5 493	5 761	5 821	4 701	3 405	3 546	3 626	3 688	3 746	3 322	2 269	2 427	2 491
Résultat d'exploitation	1 236	1 904	4 007	-1 053	-275	252	3 255	2 738	2 700	2 604	2 757	3 300	4 561	4 260	15 034
Résultat financier	-415	-381	-346	-371	-330	-288	-244	-199	-152	-104	-54	-24	-18	-13	-6
Résultat exceptionnel	249	265	280	409	424	454	476	494	514	528	561	512	353	386	10 415
Subvention production				67	67	67	67	67	67	67	67	67	67	67	67
Subvention Réseau		16	31	93	108	138	161	178	198	212	245	266	286	319	357
Indemnité de fin de contrat															9 991
Résultat net	1 070	1 789	3 940	-1 015	-181	419	3 488	3 033	3 062	3 028	3 264	3 788	4 896	4 633	25 443
EBITDA	3 888	4 851	7 023	2 232	3 069	3 715	6 661	6 284	6 326	6 292	6 503	6 622	6 831	6 687	17 525

4.2.3 SCENARIO N°2 BIS - PROJECTION FINANCIERE

Concernant le scénario 2Bis, la projection financière a été réalisées sur la base des projections technico-économique suivantes :

Scénario 2 bis		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	
N° année		2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	
CHAUD	Développement	MW souscrits	61,5	63,0	77,5	81,5	88,5	92,2	93,3	95,8	97,4	99,4	101,8	103,5	104,7	105,1	105,4
		GWh vendus	74,3	77,2	97,2	102,2	110,0	116,5	117,6	120,2	121,6	123,6	126,0	127,7	128,8	129,2	129,5
		km de réseau	8,4	8,7	10,0	10,5	11,2	11,5	11,6	12,0	12,1	12,4	12,7	12,9	13,1	13,2	13,2
		nb abonnés	114,0	118,0	125,0	129,0	133,0	136,0	138,0	141,0	143,0	146,0	149,0	152,0	154,0	155,0	156,0
		km réseau créés	0,8	0,3	1,3	0,6	0,7	0,3	0,2	0,3	0,2	0,3	0,3	0,2	0,2	0,1	0,1
		SST créées	7	4	7	4	4	3	2	3	2	3	3	3	2	1	1
	Mix énergétique	Densité MWh/ml	8,8	8,9	9,7	9,7	9,8	10,1	10,1	10,1	10,0	10,0	9,9	9,9	9,9	9,8	9,8
		Géothermie	41%	42%	47%	47%	47%	47%	47%	47%	47%	47%	47%	46%	46%	46%	46%
		CPCU	59%	58%	40%	38%	37%	36%	35%	34%	32%	31%	30%	27%	26%	26%	25%
		UVE	0%	0%	13%	15%	16%	17%	18%	20%	21%	22%	24%	25%	26%	27%	29%
	Rendements	SCOP TFP	3,0	3,0	3,1	3,1	3,1	3,2	3,2	3,2	3,2	3,3	3,3	3,3	3,4	3,4	3,5
		rendement réseau	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%
	Mix énergétique	Géothermie	33,8	36,2	50,7	53,3	57,3	60,6	61,1	62,3	63,0	63,9	65,1	65,9	66,4	66,5	66,6
		CPCU	48,8	49,6	42,8	43,6	45,5	46,6	45,5	44,8	43,7	42,7	41,9	40,7	39,3	37,7	36,0
		UVE	-	-	14,4	16,6	19,5	22,3	24,2	26,4	28,4	30,6	33,0	35,3	37,4	39,3	41,3
ENR	CPCU	55%	58%	62%	65%	68%	72%	75%	76%	78%	79%	80%	81%	83%	84%	85%	
FROID	Développement	MW souscrits	24,7	26,6	29,5	29,5	30,2	30,2	35,4	36,1	36,6	36,6	36,6	36,6	37,0	37,0	37,0
		GWh vendus	12,0	14,4	18,3	18,3	19,1	19,1	26,0	26,9	27,5	27,5	27,5	27,5	28,0	28,0	28,0
		m3 consommés	1 475 288,9	1 772 112,3	2 246 876,8	2 246 876,8	2 354 138,6	2 354 138,6	3 193 495,4	3 302 605,4	3 386 392,3	3 386 392,3	3 386 392,3	3 386 392,3	3 441 627,1	3 441 627,1	3 441 627,1
		km de réseau	1,8	2,0	2,7	2,7	2,9	2,9	3,0	3,1	3,2	3,2	3,2	3,2	3,3	3,3	3,3
		nb abonnés	21	22	23	23	24	24	26	27	28	28	28	28	29	29	29
		km réseau créés	-	0,2	0,7	-	0,2	-	0,2	0,1	0,1	-	-	-	0,1	-	-
	SST créées	-	1	1	-	1	-	2	1	1	-	-	-	1	-	-	
	Densité MWh/ml	6,7	7,1	6,8	6,8	6,7	6,7	8,5	8,6	8,6	8,6	8,6	8,6	8,6	8,6	8,6	
	Mix énergétique	Géothermie	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
			0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
			0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
	Rendements	SEER	2,2	2,2	2,2	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,5	2,5
		rendement réseau	95%	95%	95%	95%	95%	95%	95%	95%	95%	95%	95%	95%	95%	95%	95%
	Charges (k€HT)	P1 Electricité Chaud	1 240	1 314	1 824	1 897	2 020	2 117	2 114	2 136	2 139	2 151	2 170	2 177	2 174	2 159	2 094
		P1 Electricité Froid	632	752	945	936	972	964	1 296	1 329	1 351	1 340	1 329	1 318	1 328	1 318	1 297
P1 CPCU		2 926	2 977	2 568	2 618	2 730	2 796	2 727	2 688	2 621	2 564	2 511	2 442	2 360	2 261	2 162	
P1 UVE		-	-	433	499	584	668	725	791	852	919	990	1 058	1 122	1 180	1 238	
P1'		419	444	560	584	627	658	695	712	722	732	743	752	760	761	763	
P2		1 077	1 119	1 161	1 217	1 264	1 310	1 356	1 426	1 474	1 524	1 575	1 626	1 680	1 733	1 341	
Invest (k€HT)	P3	760	762	762	764	765	765	765	769	769	769	769	769	769	769	672	
	Prod (part Chaud)	-	-	4 700	-	2 000	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
	Prod (part Froid)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
	Réseau	646	626	2 597	543	909	227	476	373	235	223	206	176	197	55	55	
	SST + branchement	141	272	627	116	272	73	665	193	134	65	57	68	118	19	15	
Subventions	Prod	-	-	1 880	-	700	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
	Réseau	226	191	742	170	297	204	137	143	82	167	84	61	65	19	19	
	SST	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	

4.2.3.1 Produits d'exploitation

5. Recettes de chaud

Les quantités vendues prévisionnelles

Les quantités vendues prévisionnelles sont issues des hypothèses de développement du scénario.

Les tarifs « calculés »

Les tarifs ont été calculés en proportion des charges qu'ils représentent et un taux de marge de 10% sur les charges P1, P2 et P3 sur la durée résiduelle du contrat rapportées à l'assiette de chaque tarif (MWh, KW).

Le chiffre d'affaires prévisionnel

Le chiffre d'affaires est issu du produit des MWh et des kW avec les tarifs calculés précédemment.

6. Recettes de froid

Les quantités vendues prévisionnelles

Les quantités vendues prévisionnelles sont issues des hypothèses de développement du scénario.

Les tarifs « calculés »

Les tarifs ont été calculés en proportion des charges qu'ils représentent et un taux de marge de 10% sur les charges P1, P2 et P3 sur la durée résiduelle du contrat rapportées à l'assiette de chaque tarif (MWh, KW).

Le chiffre d'affaires prévisionnel

Le chiffre d'affaires est issu du produit des MWh et des kW avec les tarifs calculés précédemment.

7. Chiffres d'affaires

Le chiffre d'affaires est celui liées aux ventes de chaleur et de froid.

8. Droit de raccordement

Les droits de raccordement sont ceux calculés dans l'avenant n°7 et une projection de ceux liés aux raccordements prévus dans le cadre du scénario (Montant des réseaux+ Montant sous-station – subvention).

4.2.3.2 Charges d'exploitation

9. Charges d'achat d'énergies

Elles correspondent aux charges relatives aux achats d'énergie telles qu'estimées dans les charges d'exploitation (Achat d'électricité, Achat de chaleur à CPCU, Achat de chaleur à l'UVE).

10. Charges de conduite et d'entretien

Elles ont été projetées conformément à des coûts de main d'œuvre notamment pour ce type de réseau.

11. Dotation aux gros entretien et renouvellement

Elles ont été projetées conformément à des coûts classiquement constatés pour ce type de réseau.

12. Dotation aux amortissements

Le CEP de projection reprend les amortissements en cours au 30/09/2022 tel que détaillé à l'état comptable des immobilisations.

Concernant les investissements programmés dans l'avenant n°7, les amortissements techniques ont été constatées sur la durée résiduelle au contrat comme au contrat DSP.

Concernant les nouveaux investissements, un plan pluriannuel a été établi avec des montants par année qui ont été amorti sur la durée résiduelle de la DSP (méthode identique à celle du CEP).

4.2.3.3 Charges financières

Elles comprennent les charges financières de l'emprunt actuel et des nouveaux emprunts pour financer les nouveaux moyens de production.

Le nouvel emprunt a été calculé sur la durée résiduelle de la délégation de service public avec une première annuité l'année qui suit la mise en service des biens financés. Le taux d'intérêt appliqué est de 5%.

4.2.3.4 Charges exceptionnelles

Les charges exceptionnelles correspondent aux reprises de subvention sur la durée résiduelle du contrat DSP.

Le CEP sur le scénario 2 bis a été projeté comme suit :

N° année	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Année	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038
Saison de chauffe	2023/2024	2024/2025	2025/2026	2026/2027	2027/2028	2028/2029	2029/2030	2030/2031	2031/2032	2032/2033	2033/2034	2034/2035	2035/2036	2036/2037	2037/2038
Produits k€	13 807	15 067	18 776	14 368	15 688	15 433	17 536	17 361	17 491	17 539	17 853	18 038	18 303	18 148	28 170
R1 chaud	3 783	3 931	4 945	5 201	5 601	5 931	5 988	6 115	6 188	6 288	6 411	6 499	6 557	6 575	6 593
R1 ECS															
R1 froid au MWh	589	708	898	898	941	941	1 276	1 320	1 353	1 353	1 353	1 353	1 375	1 375	1 375
R1 froid au m3	541	650	824	824	863	863	1 171	1 211	1 242	1 242	1 242	1 242	1 262	1 262	1 262
CA R1	4 914	5 289	6 667	6 922	7 405	7 735	8 435	8 646	8 783	8 884	9 006	9 094	9 194	9 213	9 230
R2 chaud	3 414	3 497	4 301	4 523	4 911	5 114	5 178	5 315	5 402	5 515	5 648	5 741	5 810	5 833	5 851
R2 ECS															
R2 Froid	2 035	2 188	2 432	2 432	2 488	2 488	2 920	2 976	3 019	3 019	3 019	3 019	3 048	3 048	3 048
CA R2	5 449	5 685	6 733	6 956	7 399	7 602	8 098	8 291	8 421	8 534	8 668	8 760	8 858	8 880	8 898
CA chaud	7 197	7 428	9 246	9 724	10 512	11 045	11 165	11 430	11 590	11 803	12 059	12 240	12 367	12 408	12 443
CA Froid	3 166	3 546	4 154	4 154	4 292	4 292	5 367	5 507	5 614	5 614	5 614	5 614	5 685	5 685	5 685
Chiffre d'affaires	10 363	10 974	13 400	13 878	14 804	15 337	16 533	16 937	17 204	17 417	17 674	17 854	18 053	18 093	18 128
Droits de raccordements	3 445	4 094	5 376	489	884	95	1 003	424	287	122	180	183	250	55	51
Charges d'exploitation k€	12 942	13 550	14 694	15 320	15 828	15 494	14 599	14 926	15 085	15 215	15 362	14 994	13 992	14 137	13 397
Achats CPCU	2 926	2 977	2 568	2 618	2 730	2 796	2 727	2 688	2 621	2 564	2 511	2 442	2 360	2 261	2 162
P1 UVE	0	0	433	499	584	668	725	791	852	919	990	1 058	1 122	1 180	1 238
Total primaire chaud	2 926	2 977	3 001	3 117	3 314	3 464	3 452	3 479	3 474	3 482	3 501	3 500	3 482	3 442	3 401
Achats Electricité	1 872	2 066	2 768	2 833	2 993	3 081	3 410	3 466	3 490	3 491	3 499	3 495	3 503	3 476	3 390
P1 Electricité Chaud	1 240	1 314	1 824	1 897	2 020	2 117	2 114	2 136	2 139	2 151	2 170	2 177	2 174	2 159	2 094
P1 Electricité Froid	632	752	945	936	972	964	1 296	1 329	1 351	1 340	1 329	1 318	1 328	1 318	1 297
Total Primaire Froid	1 872	2 066	2 768	2 833	2 993	3 081	3 410	3 466	3 490	3 491	3 499	3 495	3 503	3 476	3 390
Total P2 y compris (P1 - elec auxiliaire)	1 496	1 563	1 721	1 801	1 891	1 968	2 052	2 138	2 196	2 255	2 318	2 378	2 440	2 494	2 104
fourniture =P1	419	444	560	584	627	658	695	712	722	732	743	752	760	761	763
Personnel extérieur à l'entreprise	1 077	1 119	1 161	1 217	1 264	1 310	1 356	1 426	1 474	1 524	1 575	1 626	1 680	1 733	1 341
Charges fixes exploitation	759	759	951	1 044	1 045	1 045	1 045	1 059	869						
Dotation de renouvellement	964	965	965	968	968	968	968	973	973	973	973	973	973	973	875
Dotation et reprise Provision GER	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total P3 - GER	760	762	762	764	765	765	765	769	672						
Total Amortissement	5 129	5 424	5 493	5 761	5 821	5 171	3 875	4 016	4 096	4 158	4 216	3 792	2 739	2 897	2 961
Résultat d'exploitation	865	1 517	4 082	-953	-140	-61	2 936	2 434	2 406	2 324	2 491	3 043	4 311	4 011	14 773
Résultat financier	-415	-381	-346	-452	-406	-423	-369	-312	-254	-193	-130	-86	-66	-45	-23
Résultat exceptionnel	249	265	280	499	514	614	636	654	674	688	721	672	513	546	FAUX
Subvention production				157	157	227	227	227	227	227	227	227	227	227	227
Subvention réseau +SST		16	31	93	108	138	161	178	198	212	245	266	286	319	357
Indemnité de fin de contrat															9 991
Résultat	700	1 401	4 016	-906	-32	129	3 204	2 776	2 826	2 819	3 082	3 630	4 758	4 511	14 750
Résultat R1	116	246	898	973	1 098	1 190	1 573	1 702	1 819	1 910	2 006	2 099	2 210	2 295	2 439
Résultat R2	584	1 156	3 118	-1 879	-1 130	-1 061	1 632	1 074	1 007	908	1 076	1 531	2 548	2 216	2 320
EBITDA	3 517	4 464	7 098	2 332	3 204	3 871	6 812	6 450	6 503	6 482	6 707	6 836	7 050	6 908	17 734

4.2.4 SCENARIO N°3 – PROJECTION FINANCIERE

Concernant le scénario 3, la projection financière a été réalisées sur la base des projections technico-économique suivantes :

Scénario 3		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15		
N° année		2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038		
CHAUD	Développement	MW souscrits	61,8	63,4	78,9	83,1	91,4	94,0	99,1	102,3	110,3	117,2	120,2	124,0	127,6	131,3	132,8	
		GWh vendus	74,3	77,2	97,2	102,2	110,7	116,1	120,8	123,9	130,8	138,0	141,1	144,6	147,9	151,0	152,4	
		km de réseau	8,4	8,7	10,0	10,5	11,3	11,4	12,0	12,3	12,9	13,7	14,1	14,5	15,0	15,4	15,6	
		nb abonnés	114	118	125	129	134	136	141	145	150	155	158	163	169	174	177	
		km réseau créés	0,8	0,3	1,3	0,6	0,8	0,2	0,5	0,4	0,5	0,8	0,4	0,5	0,4	0,4	0,2	
		SST créées	7	4	7	4	5	2	5	4	5	5	3	5	6	5	3	
	Mix énergétique	Densité MWh/ml	8,8	8,9	9,7	9,7	9,8	10,2	10,1	10,0	10,2	10,1	10,0	10,0	9,9	9,8	9,8	
		Géothermie	41%	42%	43%	45%	46%	47%	48%	50%	51%	52%	53%	54%	56%	57%	54%	
		CPCU	59%	58%	57%	55%	54%	53%	52%	50%	49%	48%	47%	46%	44%	43%	46%	
		UVE	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	
	Rendements	SCOP TFP	3,0	3,1	3,2	3,3	3,4	3,5	3,6	3,7	3,8	3,9	4,0	4,1	4,2	4,3	4,5	
		rendement réseau	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	
	Mix énergétique	Géothermie	33,8	36,2	46,9	50,7	56,4	60,8	64,9	68,2	73,8	79,8	83,5	87,5	91,5	95,5	91,9	
		CPCU	48,8	49,6	61,1	62,9	66,6	68,3	69,4	69,4	71,5	73,6	73,3	73,2	72,8	72,3	77,4	
		UVE	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
	ENR	CPCU	55%	58%	62%	65%	68%	72%	75%	76%	78%	79%	80%	81%	83%	84%	85%	
	FROID	Développement	MW souscrits	24,7	26,6	29,5	29,5	30,2	31,8	37,4	38,9	40,1	41,5	42,3	42,3	42,6	43,1	43,1
			GWh vendus	12,0	14,4	18,3	18,3	19,1	21,2	28,6	31,7	33,2	35,1	36,1	36,1	36,5	37,1	37,1
m3 consommés			1 475 289	1 772 112	2 246 877	2 246 877	2 354 139	2 609 175	3 510 193	3 891 440	4 078 729	4 311 480	4 432 423	4 432 423	4 487 658	4 562 979	4 562 979	
km de réseau			1,8	2,0	2,7	2,7	2,9	3,1	3,4	3,7	4,0	4,2	4,3	4,3	4,4	4,5	4,5	
nb abonnés			21	22	23	23	24	25	28	30	32	33	35	35	36	37	37	
km réseau créés			-	0,2	0,7	-	0,2	0,3	0,3	0,3	0,2	0,2	0,2	-	0,1	0,1	-	
Mix énergétique		SST créées	-	1	1	-	1	1	3	2	2	1	2	-	1	1	-	
		Densité MWh/ml	6,7	7,1	6,8	6,8	6,7	6,8	8,3	8,5	8,3	8,4	8,3	8,3	8,3	8,2	8,2	
		Géothermie	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	
			0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	
			0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	
Rendements	SEER	2,2	2,3	2,4	2,5	2,6	2,7	2,8	2,9	3,0	3,1	3,2	3,3	3,4	3,5	3,5		
	rendement réseau	95%	95%	95%	95%	95%	95%	95%	95%	95%	95%	95%	95%	95%	95%	95%		
Charges (k€HT)	P1 Electricité Chaud	1 240	1 284	1 611	1 689	1 825	1 910	1 982	2 027	2 136	2 250	2 295	2 348	2 396	2 443	2 247		
	P1 Electricité Froid	632	726	882	846	853	910	1 181	1 264	1 280	1 310	1 305	1 265	1 243	1 228	1 228		
	P1 CPCU	2 926	2 977	3 666	3 771	3 995	4 096	4 163	4 166	4 291	4 417	4 399	4 390	4 368	4 337	4 642		
	P1 UVE	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
	P1'	419	444	560	584	630	666	723	752	793	837	857	874	892	910	917		
	P2	1 077	1 119	2 611	2 667	2 714	2 760	2 808	2 879	2 930	2 985	3 041	3 099	3 161	3 222	2 840		
P3	1 066	1 068	1 068	1 070	1 071	1 071	1 071	1 075	1 075	1 075	1 075	1 075	1 075	1 075	978			
Invest (k€HT)	Prod (part Chaud)	-	-	7 000	-	2 000	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
	Prod (part Froid)	-	-	7 000	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
	Réseau	646	626	2 597	543	964	575	962	703	822	1 136	501	355	414	443	165		
	SST + branchement	141	272	627	116	296	225	800	329	369	335	223	103	183	204	57		
Subventions	Prod	-	-	5 600	-	800	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
	Réseau	226	191	742	170	316	174	283	271	281	353	157	118	138	141	57		
	SST	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		

4.2.4.1 Produits d'exploitation

13. Recettes de chaud

Les quantités vendues prévisionnelles

Les quantités vendues prévisionnelles sont issues des hypothèses de développement du scénario.

Les tarifs « calculés »

Les tarifs ont été calculés en proportion des charges qu'ils représentent et un taux de marge de 10% sur les charges P1, P2 et P3 sur la durée résiduelle du contrat rapportées à l'assiette de chaque tarif (MWh, KW).

Le chiffre d'affaires prévisionnel

Le chiffre d'affaires est issu du produit des MWh et des kW avec les tarifs calculés précédemment.

14. Recettes de froid

Les quantités vendues prévisionnelles

Les quantités vendues prévisionnelles sont issues des hypothèses de développement du scénario.

Les tarifs « calculés »

Les tarifs ont été calculés en proportion des charges qu'ils représentent et un taux de marge de 10% sur les charges P1, P2 et P3 sur la durée résiduelle du contrat rapportées à l'assiette de chaque tarif (MWh, KW).

Le chiffre d'affaires prévisionnel

Le chiffre d'affaires est issu du produit des MWh et des kW avec les tarifs calculés précédemment.

15. Chiffres d'affaires

Le chiffre d'affaires est celui liées aux ventes de chaleur et de froid.

16. Droit de raccordement

Les droits de raccordement sont ceux calculés dans l'avenant n°7 et une projection de ceux liés aux raccordements prévus dans le cadre du scénario (Montant des réseaux+ Montant sous-station – subvention).

4.2.4.2 Charges d'exploitation

1. Charges d'achat d'énergies

Elles correspondent aux charges relatives aux achats d'énergie telles qu'estimées dans les charges d'exploitation (Achat d'électricité, Achat de chaleur à CPCU).

2. Charges de conduite et d'entretien

Elles ont été projetées conformément à des coûts de main d'œuvre notamment pour ce type de réseau.

3. Dotation aux amortissements

Le CEP de projection reprend les amortissements en cours au 30/09/2022 tel que détaillé à l'état comptable des immobilisations.

Concernant les investissements programmés dans l'avenant n°7, les amortissements techniques ont été constatées sur la durée résiduelle au contrat comme au contrat DSP.

Concernant les nouveaux investissements, un plan pluriannuel a été établi avec des montants par année qui ont été amorti sur la durée résiduelle de la DSP (méthode identique à celle du CEP).

4.2.4.3 Charges financières

Elles comprennent les charges financières de l'emprunt actuel et des nouveaux emprunts pour financer les nouveaux moyens de production.

Le nouvel emprunt a été calculé sur la durée résiduelle de la délégation de service public avec une première annuité l'année qui suit la mise en service des biens financés. Le taux d'intérêt appliqué est de 5%.

4.2.4.4 Charges exceptionnelles

Les charges exceptionnelles correspondent aux reprises de subvention sur la durée résiduelle du contrat DSP.

Le CEP sur le scénario 3 a été projeté comme suit :

N° année	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Année	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038
Saison de chauffe	2023/2024	2024/2025	2025/2026	2026/2027	2027/2028	2028/2029	2029/2030	2030/2031	2031/2032	2032/2033	2033/2034	2034/2035	2035/2036	2036/2037	2037/2038
Produits k€	15 738	17 091	21 227	16 910	18 558	18 995	21 759	21 779	23 092	24 430	24 390	24 616	25 240	25 796	35 625
R1 chaud	4 039	4 196	5 279	5 551	6 014	6 308	6 564	6 729	7 103	7 499	7 666	7 856	8 033	8 203	8 278
R1 ECS															
R1 froid au MWh	557	669	848	848	888	888	1 205	1 246	1 277	1 277	1 277	1 277	1 298	1 298	1 298
R1 froid au m3	541	650	824	824	863	957	1 288	1 427	1 496	1 581	1 626	1 626	1 646	1 674	1 674
CA R1	5 136	5 514	6 950	7 223	7 766	8 154	9 057	9 403	9 877	10 358	10 569	10 759	10 977	11 175	11 250
R2 chaud	4 292	4 403	5 477	5 774	6 345	6 529	6 884	7 103	7 658	8 137	8 349	8 614	8 860	9 116	9 221
R2 ECS															
R2 Froid	2 865	3 080	3 424	3 424	3 502	3 687	4 340	4 512	4 648	4 817	4 904	4 904	4 944	4 999	4 999
CA R2	7 157	7 483	8 901	9 198	9 847	10 215	11 224	11 615	12 306	12 953	13 254	13 518	13 804	14 115	14 220
CA chaud	8 331	8 599	10 755	11 325	12 360	12 837	13 449	13 833	14 761	15 636	16 015	16 470	16 893	17 320	17 498
CA Froid	3 962	4 398	5 096	5 096	5 253	5 532	6 832	7 185	7 421	7 676	7 808	7 808	7 889	7 971	7 971
Chiffre d'affaires	12 293	12 997	15 851	16 421	17 613	18 369	20 281	21 018	22 183	23 312	23 823	24 277	24 781	25 291	25 469
Droits de raccordements	3 445	4 094	5 376	489	944	626	1 479	761	909	1 119	567	339	459	505	165
Charges d'exploitation k€	13 248	13 801	16 840	18 601	19 121	18 333	17 608	17 826	18 315	19 216	19 608	19 379	18 481	18 860	18 943
Achats CPCU	2 926	2 977	3 666	3 771	3 995	4 096	4 163	4 166	4 291	4 417	4 399	4 390	4 368	4 337	4 642
Total primaire chaud	2 926	2 977	3 666	3 771	3 995	4 096	4 163	4 166	4 291	4 417	4 399	4 390	4 368	4 337	4 642
P1 Electricité Chaud	1 240	1 284	1 611	1 689	1 825	1 910	1 982	2 027	2 136	2 250	2 295	2 348	2 396	2 443	2 247
P1 Electricité Froid	632	726	882	846	853	910	1 181	1 264	1 280	1 310	1 305	1 265	1 243	1 228	1 228
Total Primaire Electricité	1 872	2 010	2 493	2 536	2 678	2 820	3 163	3 291	3 416	3 560	3 600	3 613	3 639	3 671	3 475
Total P2 y compris (P'1 - elec auxiliaire)	1 496	1 563	3 171	3 251	3 344	3 426	3 531	3 631	3 723	3 822	3 898	3 973	4 053	4 133	3 757
fourniture =P'1	419	444	560	584	630	666	723	752	793	837	857	874	892	910	917
Personnel extérieur à l'entreprise	1 077	1 119	2 611	2 667	2 714	2 760	2 808	2 879	2 930	2 985	3 041	3 099	3 161	3 222	2 840
Frais de structure et de siège	549	549	651	744	745	745	745	759	759	759	759	759	759	759	569
Redevance pour frais de contrôle et occupation du domaine public	210	210	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300
Fonds de modernisation (charges)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Charges fixes exploitation	759	759	951	1 044	1 045	1 045	1 045	1 059	869						
Dotation de renouvellement	964	965	965	968	968	968	968	973	973	973	973	973	973	973	875
Dotation et reprise Provision GER	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total P3 - GER	1 066	1 068	1 068	1 070	1 071	1 071	1 071	1 075	978						
Total Amortissement	5 129	5 424	5 493	6 928	6 988	5 876	4 636	4 603	4 751	5 282	5 577	5 268	4 287	4 585	5 221
Résultat d'exploitation	2 489	3 291	4 387	-1 691	-564	662	4 151	3 953	4 777	5 214	4 781	5 238	6 759	6 936	16 682
Résultat financier	-415	-381	-346	-1 011	-930	-905	-812	-716	-615	-510	-400	-308	-236	-161	-83
Résultat exceptionnel	249	265	280	809	824	936	955	990	1 029	1 076	1 146	1 116	976	1 045	11 234
Résultat	2 324	3 175	4 321	-1 893	-669	693	4 294	4 227	5 191	5 780	5 527	6 046	7 499	7 819	27 834
EBITDA	5 141	6 238	7 403	2 760	3 948	5 299	8 787	8 556	9 528	10 497	10 358	10 506	11 045	11 521	21 903

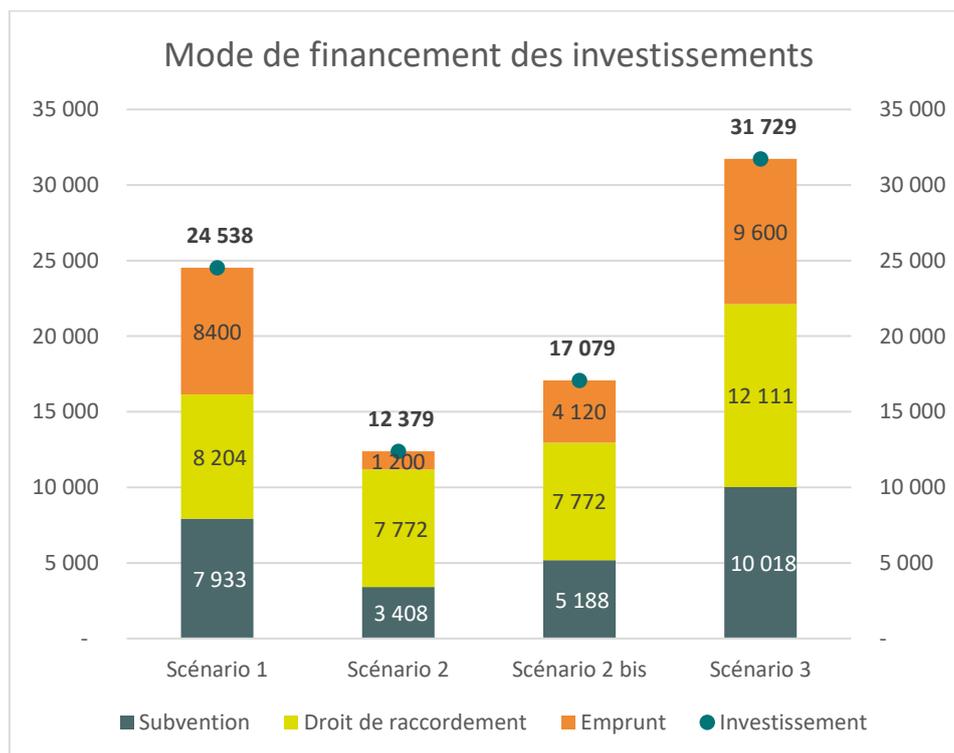
4.3 SYNTHÈSE ÉCONOMIQUE DES DIFFÉRENTS SCÉNARIOS

4.3.1 MODE DE FINANCEMENT DES INVESTISSEMENTS

Les différents scénarios nécessitent des montants d'investissement différents.

Les investissements en termes de réseau, d'antennes et de sous-station sont financés par les droits de raccordement desquels sont déduits les subventions.

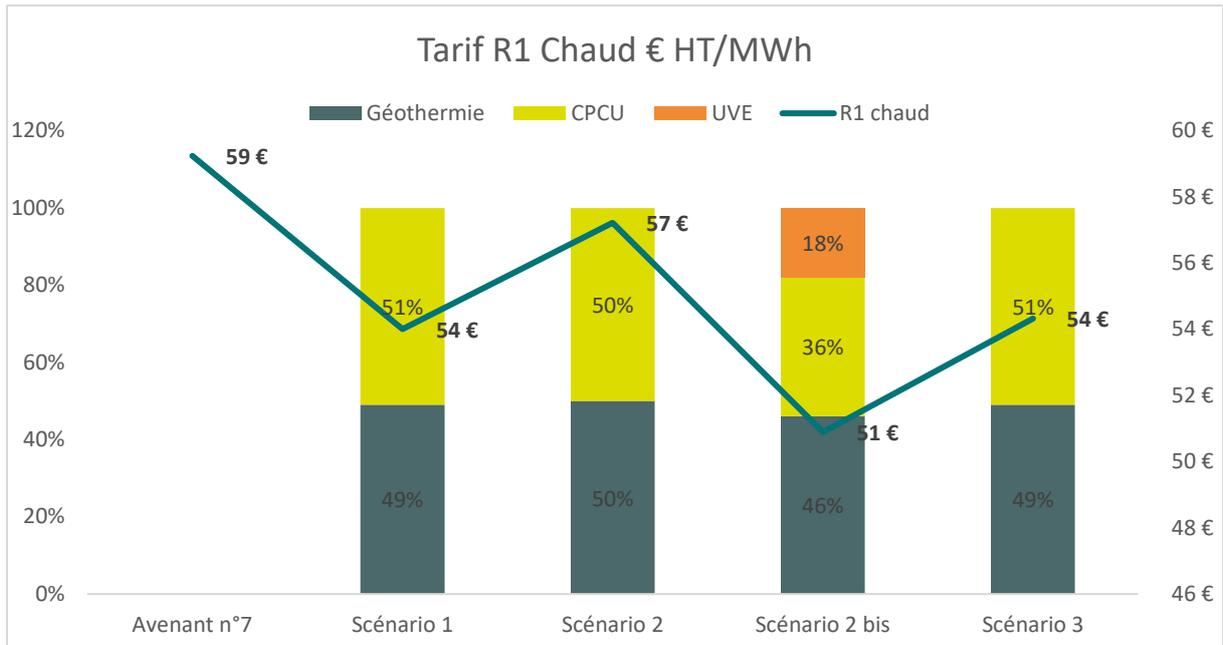
Les investissements relatifs aux moyens de production sont financés par emprunt et par subvention.



✓ Le scénario n°2 et le scénario 2-bis sont les scénarios qui nécessitent le moins d'investissement.

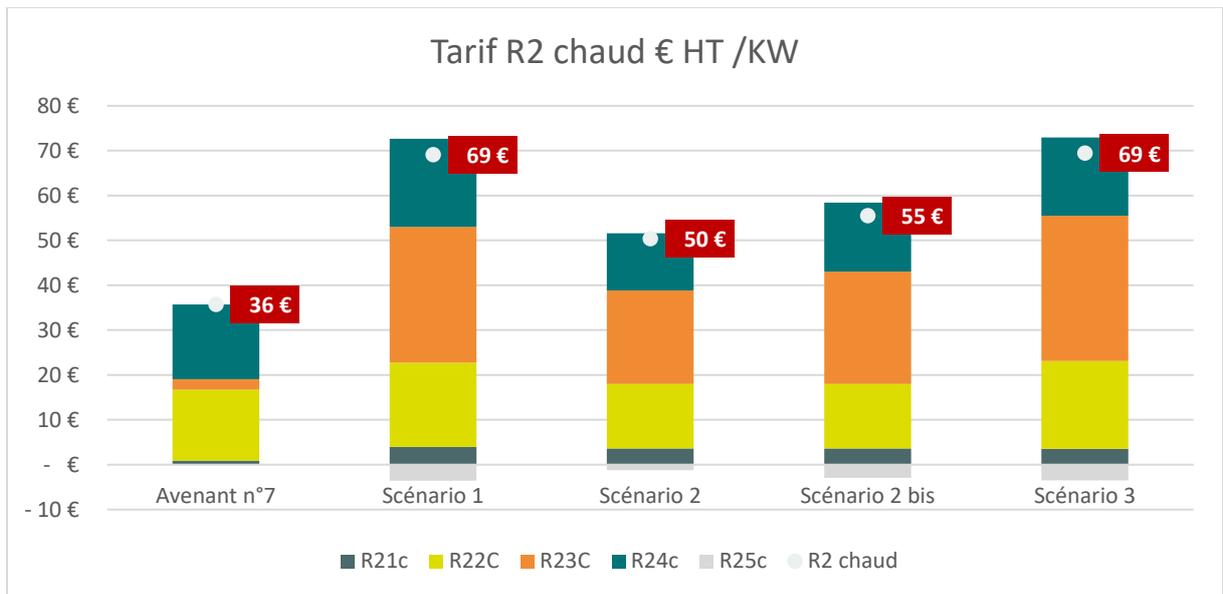
4.3.2 TARIFS VENTE DE LA CHALEUR

Le tarif R1c, proportionnelle à la consommation d'énergie, a été projeté comme suit selon les scénarios :



✓ On constate que le R1c relatif à chaque scénario est moins élevé que celui projeté dans l'avenant n°7.

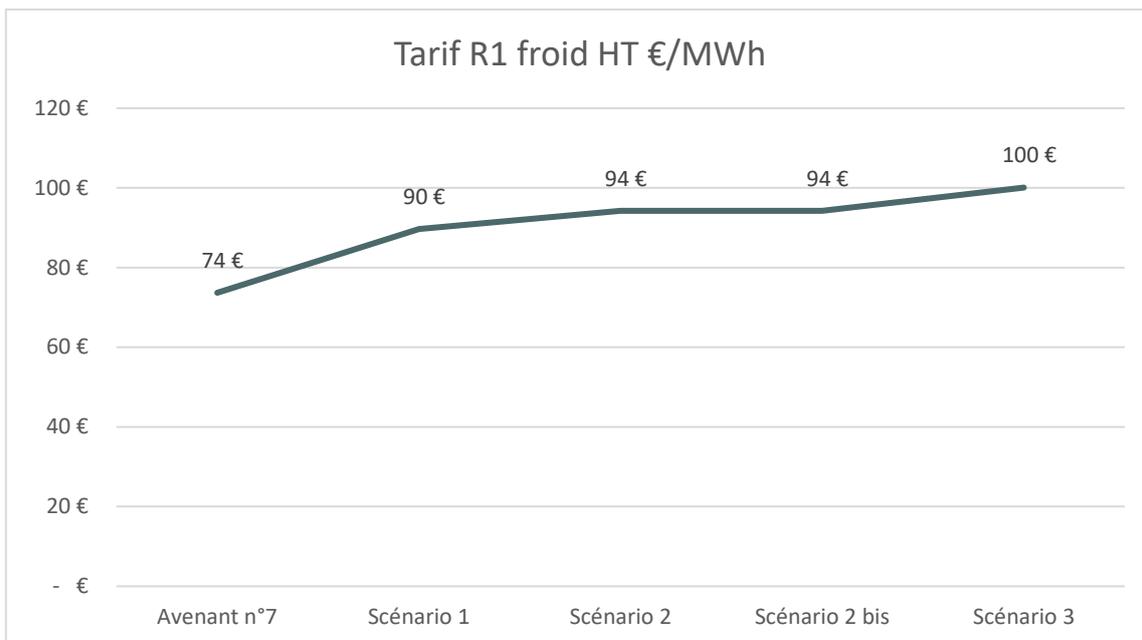
Le tarif R2, part fixe au KW, a été estimé comme suit selon les scénarios :



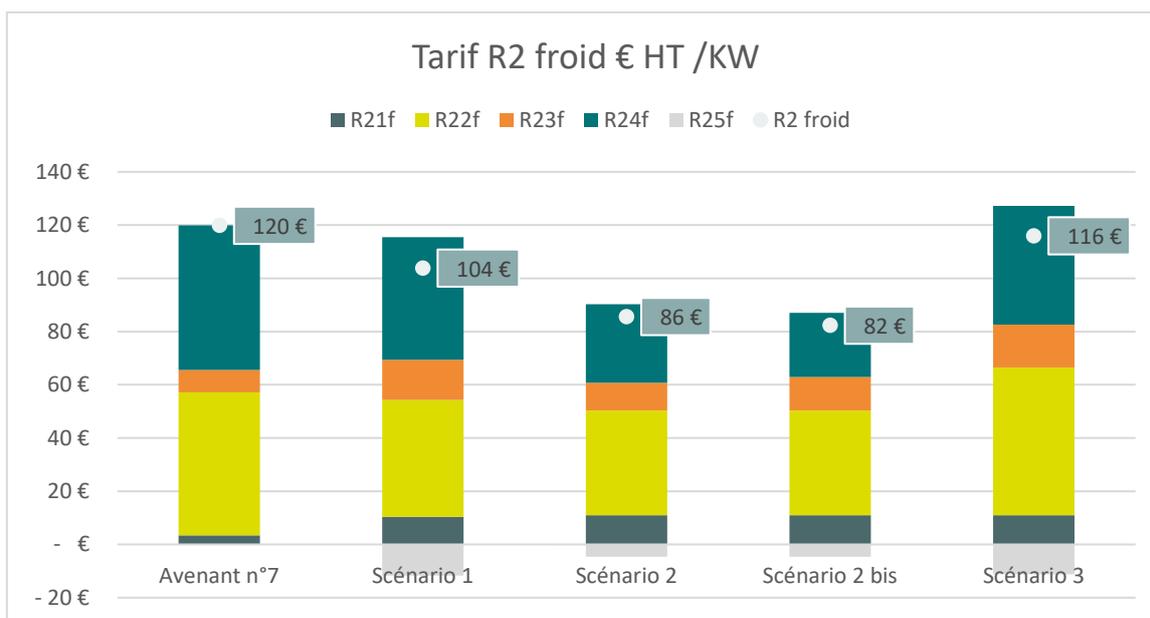
✓ On constate que le R2c relatif à chaque scénario est plus élevé que celui projeté dans l'avenant n°7 du fait notamment des investissements supplémentaires envisagés.

4.3.3 TARIFS DE VENTE DU FROID

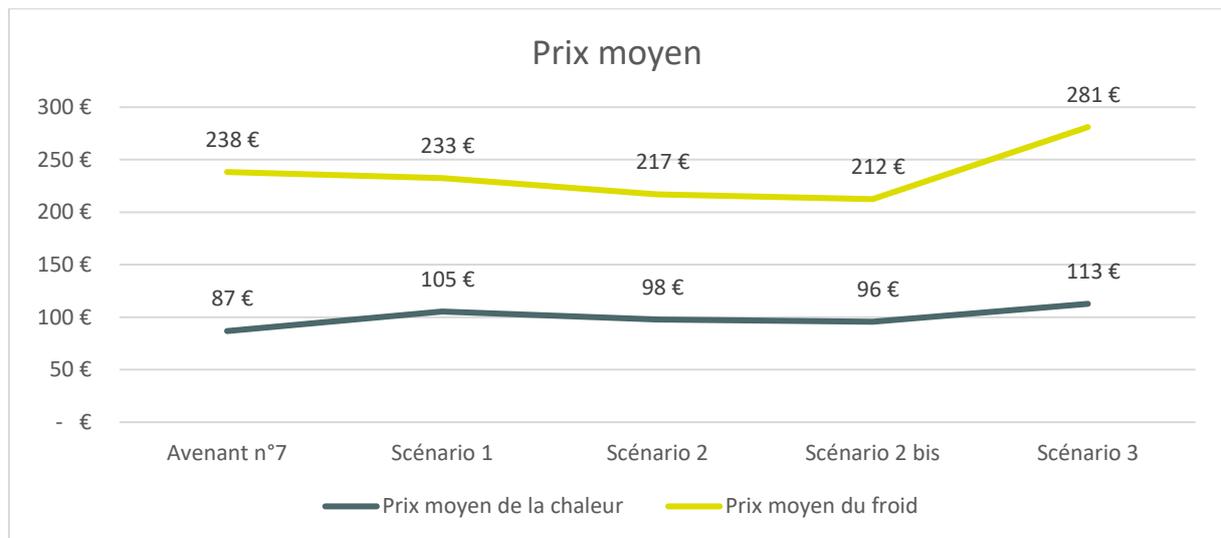
Le tarif R1f, proportionnelle à la consommation d'énergie, a été projeté comme suit selon les scénarios :



Le tarif R2f, part fixe au KW, a été estimé comme suit selon les scénarios :



4.3.4 LES PRIX MOYENS



5 SYNTHÈSE DE L'ÉTUDE, CHOIX DU SCÉNARIO ET PLAN D' ACTIONS

5.1 SCÉNARIO FINAL

5.1.1 PRINCIPE RETENU

5.1.1.1 Scénario Equilibré

En cohérence avec le schéma directeur des énergies de GPSO, et considérant les échanges qui ont eu lieu avec les parties prenantes durant l'élaboration du présent schéma directeur (Ville de Boulogne-Billancourt, ADEME, délégataire actuel) le **scénario « Equilibré »** est retenu comme scénario final de développement à l'horizon 2038.

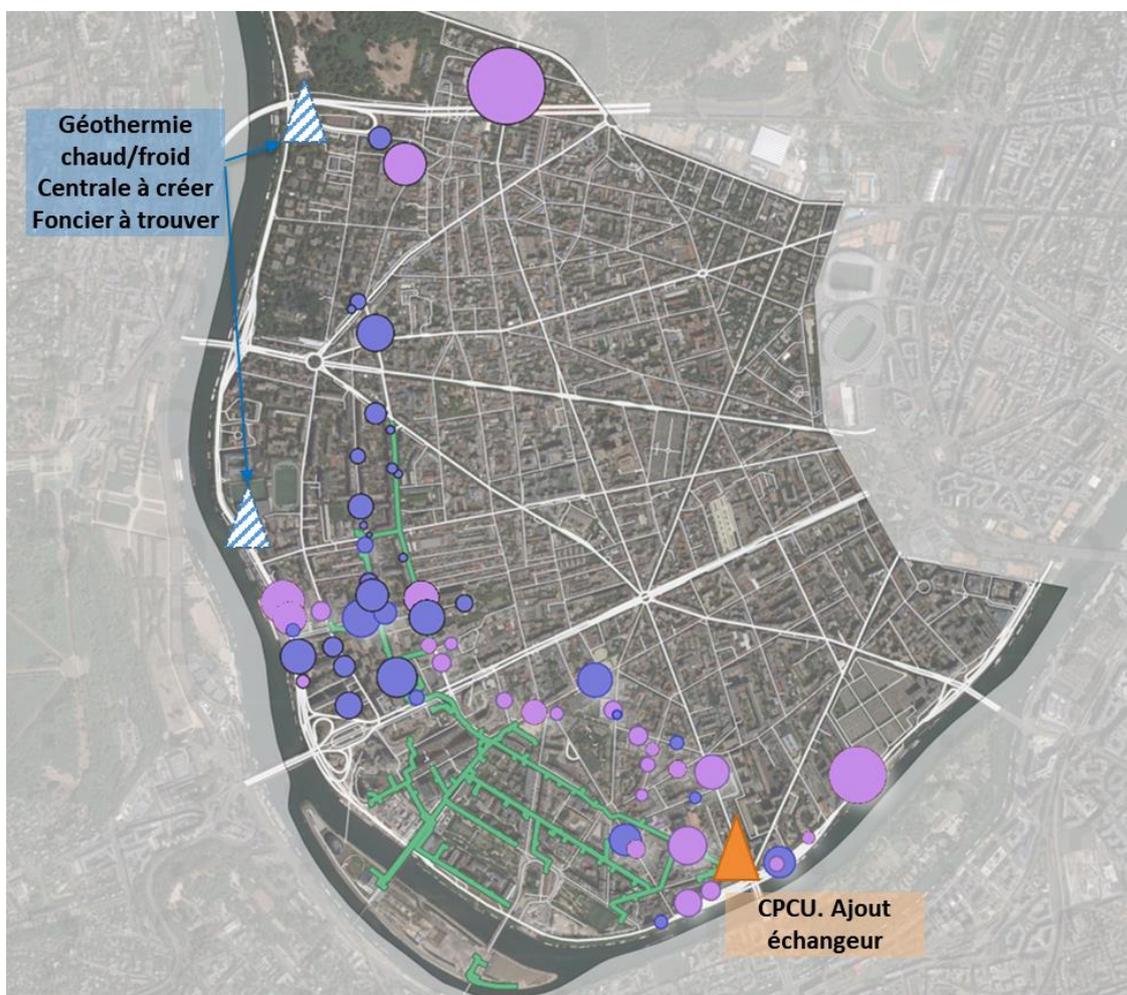


Figure 32 : Cartographie scénario final

A retenir, les extensions et densifications vers le Nord et l'Est sur les quartiers suivants :

- ✓ Silly-Gallieni
- ✓ Parchamp-Albert Kahn
- ✓ Boulogne Rives de Seine
- ✓ République – Point du Jour

Les chiffres clés du scénario final sont les suivants (par rapport à l'état actuel 2023) :

- **+49 abonnés**
- **+100% de ventes de chaleur**
- **+5,6 km de réseau**

Côté production, le scénario final projette :

- ✓ L'ajout **d'une nouvelle capacité d'échange de chaleur en provenance de CPCU : second échangeur de 25MW chaud** en complément du premier.
- ✓ La **création d'une nouvelle unité de production géothermique** d'environ 15 MW (production de chaud et de froid).

Pour rappel :

- *L'ajout d'une capacité de puissance complémentaire en provenance de CPCU (+25MW, soit l'ajout d'un deuxième échangeur identique à celui existant) ne pourra être validé qu'après la fin de la procédure de renouvellement de la DSP actuelle du réseau de chaleur parisien (soit pas avant 2025).*
- *Une disponibilité foncière pour la création de cette nouvelle centrale géothermique serait à trouver dans le cadre de ce scénario (environ 2500m² en phase travaux et 500m² en phase exploitation).*

5.1.1.2 Scénario équilibré avec import de chaleur UVE

En complément du scénario final, un scénario final bis a été projeté. Il permet d'intégrer un moyen de production complémentaire : l'import de chaleur fatale depuis l'usine Isséane.

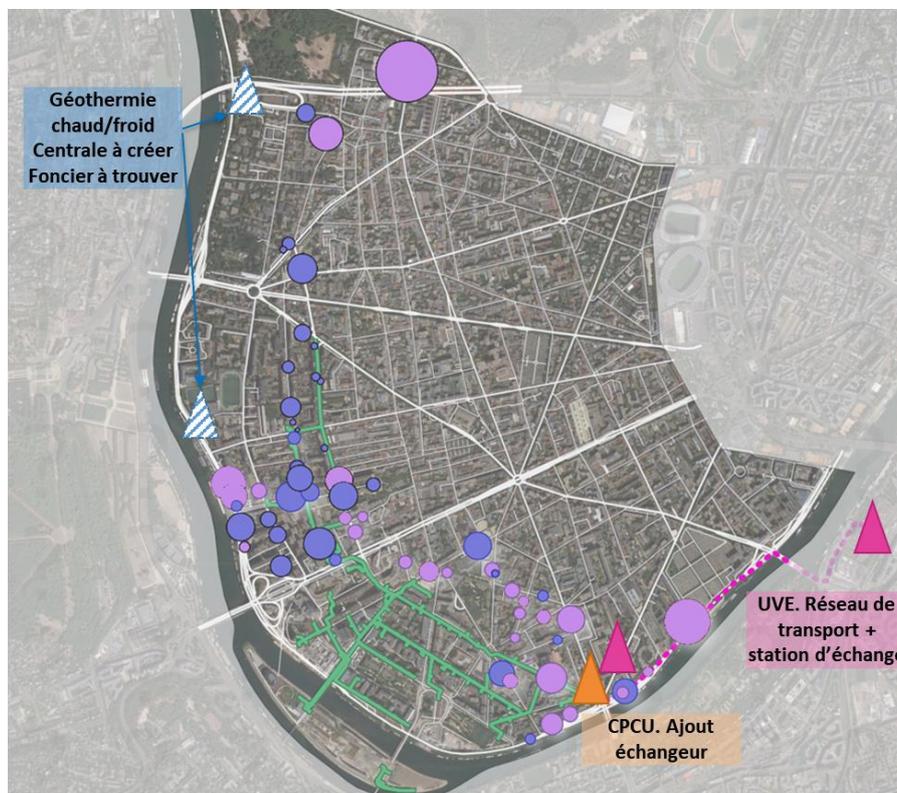


Figure 33 : Cartographie scénario final "avec import de chaleur UVE"

Le principe de développement et les chiffres clés sont les même que pour le scénario final.

Côté production, le scénario final bis projette l'ajout d'une nouvelle capacité de production via une sous-station d'échange vapeur / eau chaude de 20MW depuis l'UVE.

Pour rappel :

- UVE : quelles évolutions des capacités de fourniture de chaleur à moyen / long terme ? A priori ses capacités sont plutôt en hausse, le potentiel de chaleur fatale récupérable resterait donc au moins au niveau actuel voire davantage dans les années à venir. Ce point sera à confirmer et préciser dans les discussions avec le délégataire ISSEANE.
- Une production d'hydrogène via la vapeur de l'UVE est également une possibilité énergétique pour le(s) territoire(s). Cette stratégie énergétique pourrait s'avérer compatible avec un export de chaleur vers le réseau de Boulogne-Billancourt puisque ce dernier est un réseau eau chaude.

5.1.2 BILAN ENERGETIQUE ET TECHNIQUE

5.1.2.1 Evolution des ventes d'énergie

L'évolution prévisionnelle des ventes de chaleur est la suivante. Elle tient compte des améliorations énergétiques des bâtiments d'une part, et des nouveaux raccordements de « prospects chauds » d'autre part. Entre 2023 et 2038, les ventes de chaleur sont doublées, passant de 65 à 130GWh vendus/an.

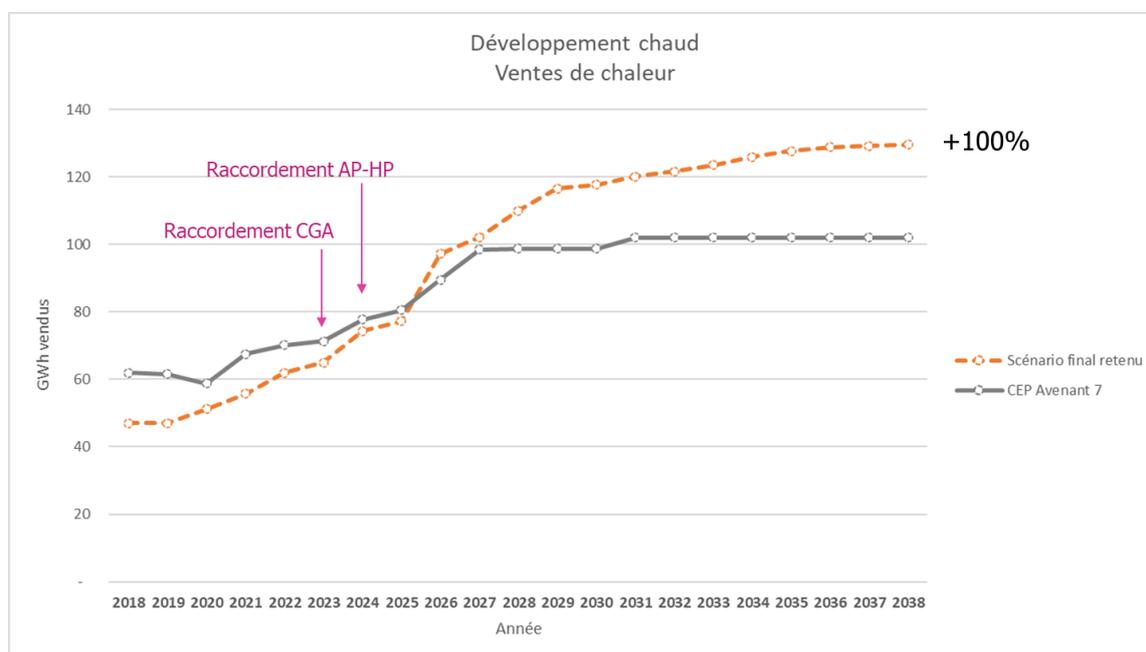


Figure 34 : Scénario final - Evolution des ventes de chaleur

L'évolution prévisionnelle des ventes de froid est la suivante. Elle tient compte des améliorations énergétiques des bâtiments d'une part, et des nouveaux raccordements de « prospects froids » d'autre part. Entre 2023 et 2038, les ventes de froid sont multipliées par 1,5, passant de 12 à 30GWh vendus/an.

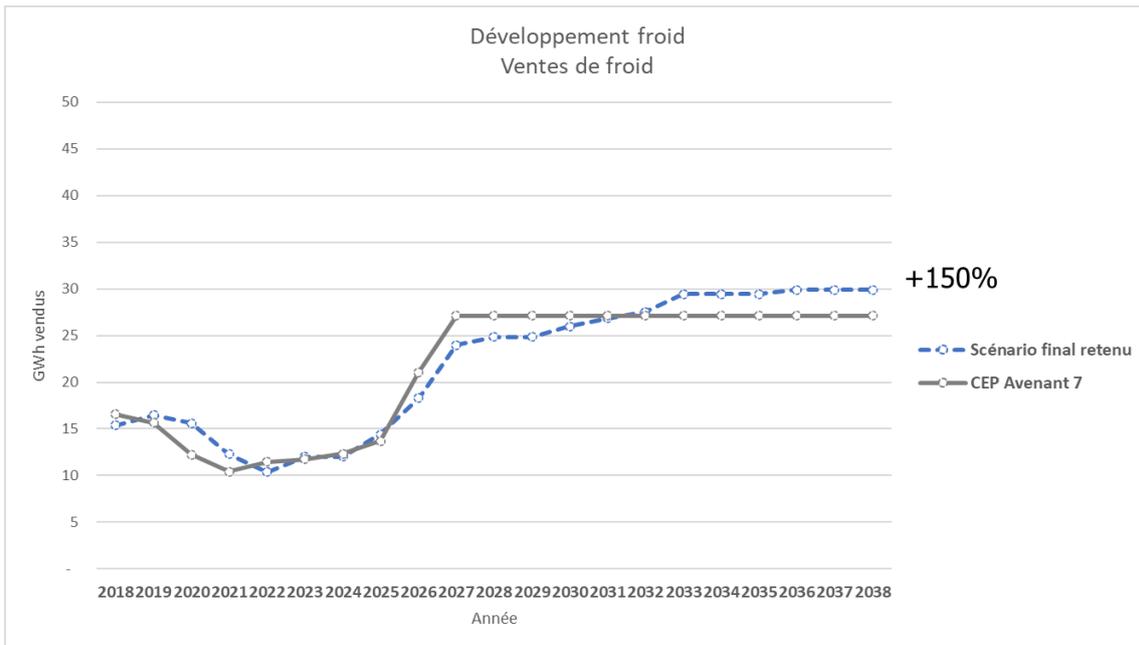


Figure 35 : Scénario final - Evolution des ventes de froid

5.1.2.2 Evolution des puissances souscrites

L'évolution prévisionnelle de la puissance souscrite chaud est la suivante. Entre 2023 et 2038, la puissance souscrite augmente de 85%, passant de 57 à 105 MW.

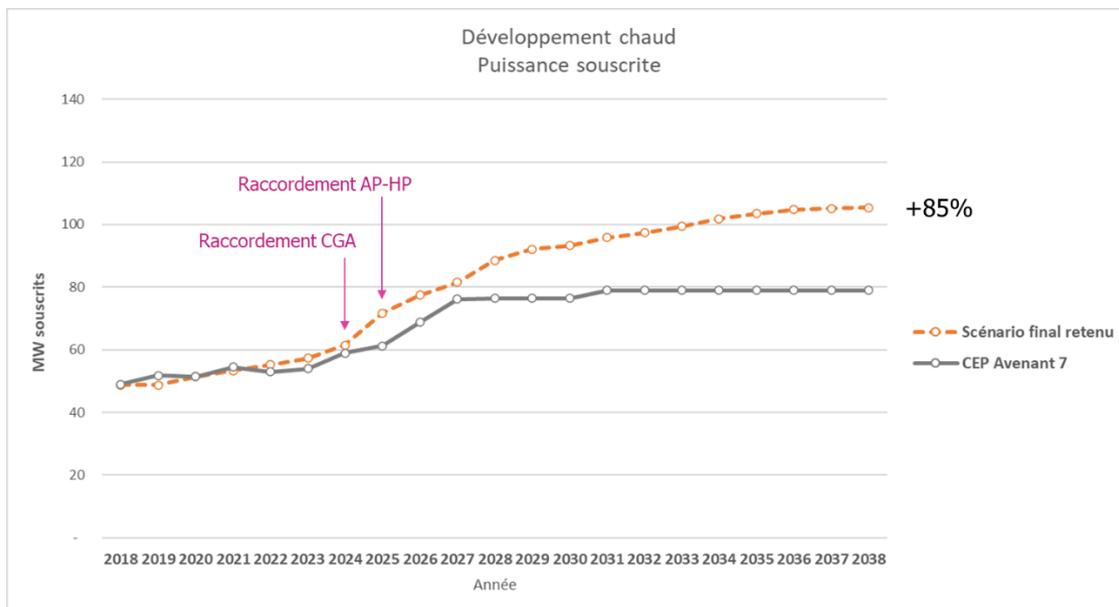


Figure 36 : Scénario final - Evolution de la puissance souscrite chaud

L'évolution prévisionnelle de la puissance souscrite froid est la suivante. Entre 2023 et 2038, la puissance souscrite augmente de 55%, passant de 25 à 38 MW.

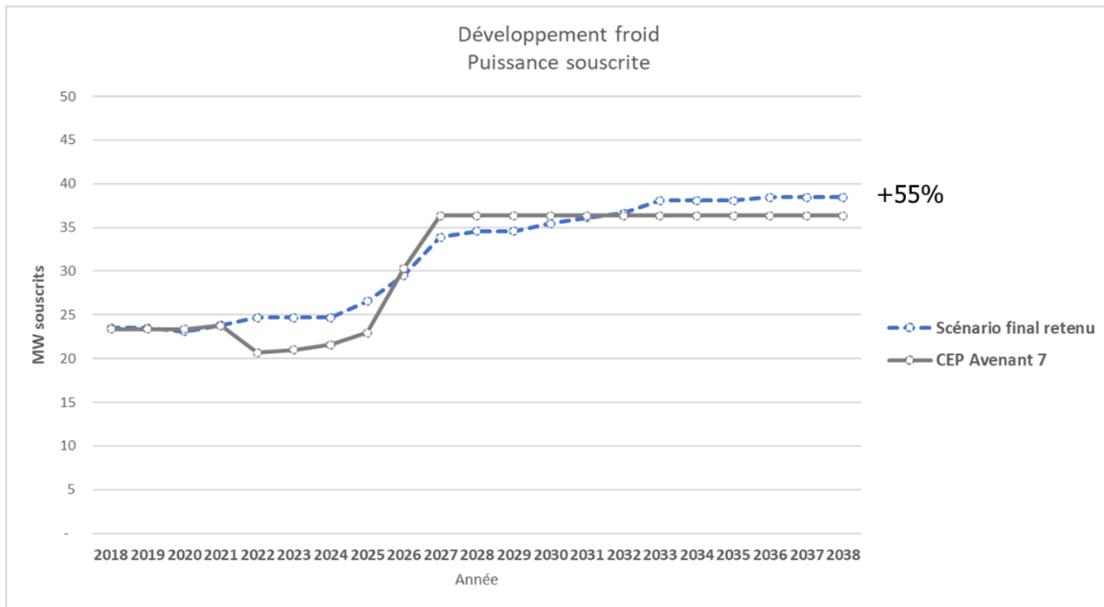


Figure 37 : Scénario final - Evolution de la puissance souscrite froid

5.1.2.3 Evolution de la longueur des réseaux

L'évolution prévisionnelle de la longueur des réseaux est la suivante. Entre 2023 et 2038, la longueur de réseau chaud augmente de 75%, passant de 7,6 à 13,2 km. La longueur du réseau froid augmente de 90%, passant de 1,8 à 3,4 km.

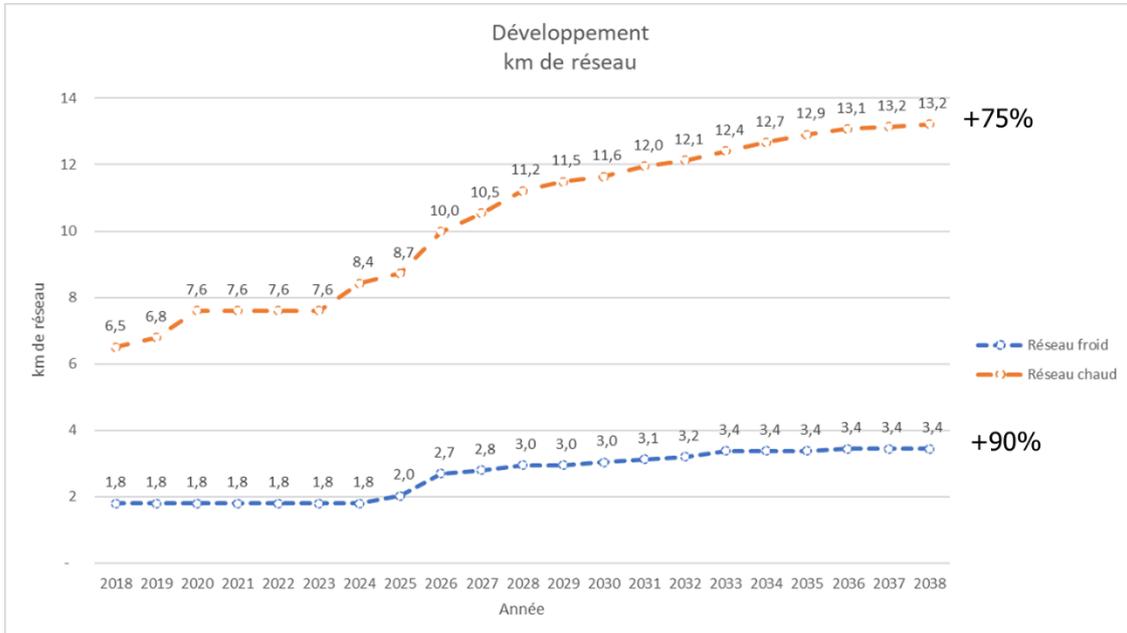


Figure 38 : Scénario final - Evolution de la longueur des réseaux

5.1.3 BILAN ENVIRONNEMENTAL

Le scénario final (2 ou 2bis) permet de verdir sensiblement le mix énergétique des réseaux. En effet ; le taux d'EnR&R actuel de 52% serait porté à près de 80%, voire 85% si une récupération de chaleur depuis l'UVE peut s'intégrer au mix énergétique.

Quant au contenu carbone du réseau, il diminuerait de moitié passant de 110 à 54 gCO₂/kWh. La récupération de chaleur fatale depuis l'UVE permettrait d'améliorer davantage ce bilan à 39 gCO₂/kWh.

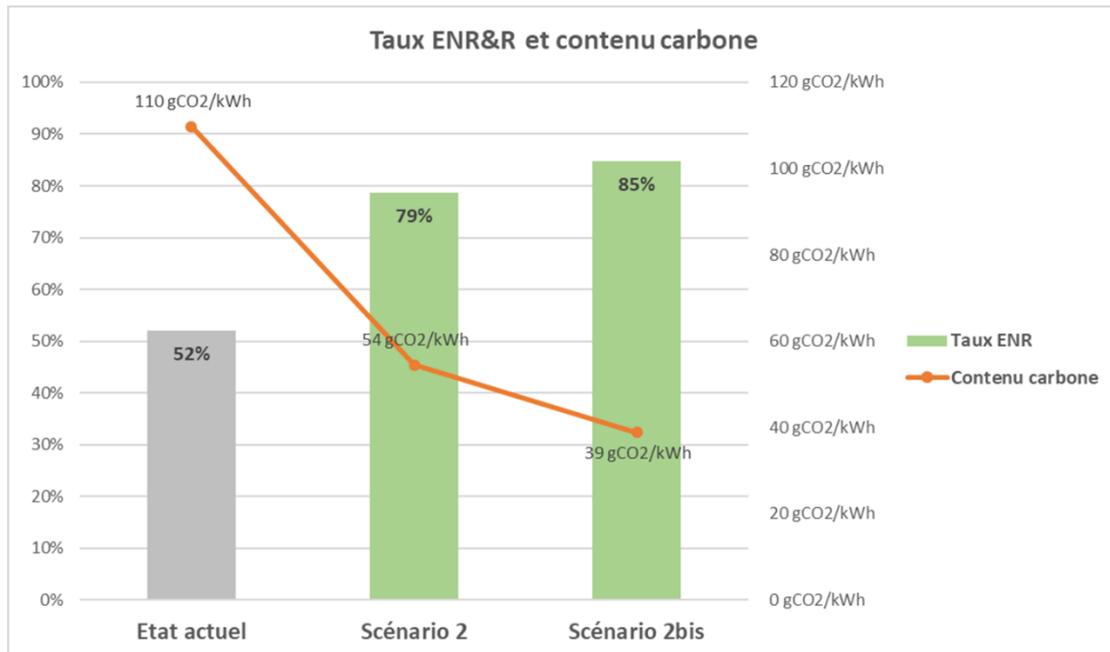


Figure 39 : Scénario final - Evolution du Taux EnR& R et contenu carbone

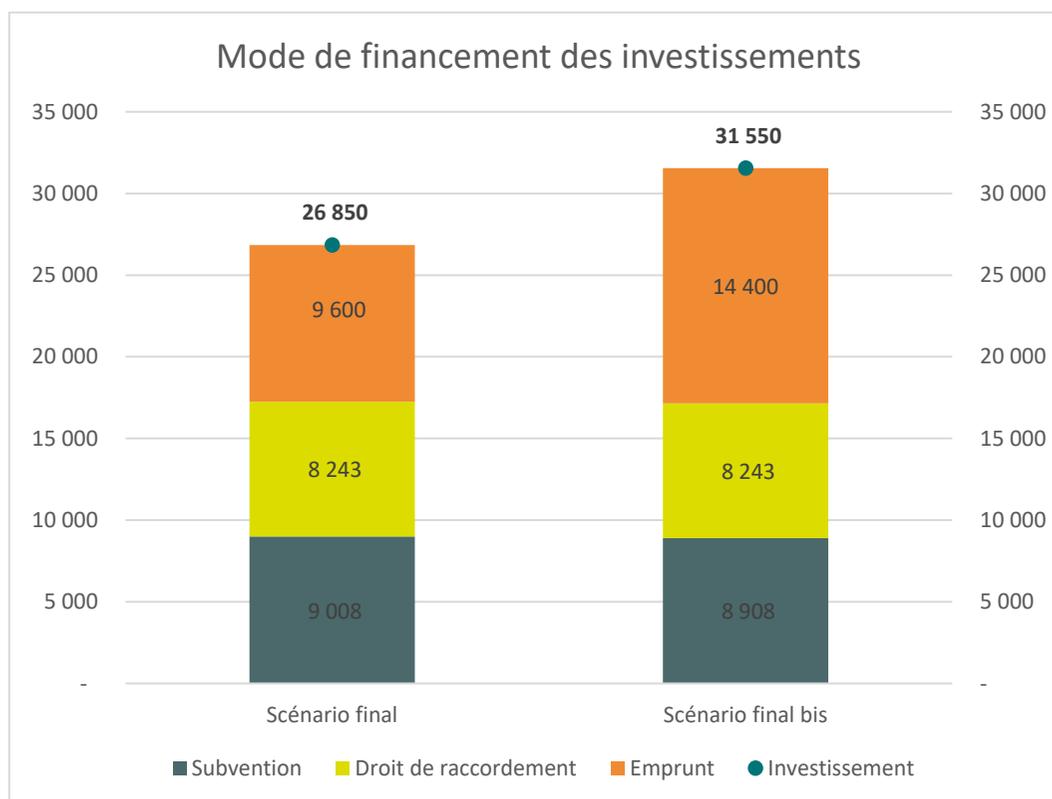
5.1.4 BILAN FINANCIER

5.1.4.1 Mode de financement des investissements

Les deux scénarios nécessitent des montants d'investissement différents.

Les investissements en termes de réseau, d'antennes et de sous-station sont financés par les droits de raccordement desquels sont déduits les subventions.

Les investissements relatifs aux moyens de production sont financés par emprunt et par subvention.



✓ Le scénario n°2 et le scénario 2-bis finaux inclus la création d'une TFP.

5.1.4.2 Scénario n°2 final – Projection financière

Concernant le scénario 2 final, la projection financière a été réalisées sur la base des projections technico-économique suivantes :

N° année		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	
Année		2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	
CHAUD	Développement	MW souscrits	61,5	63,0	77,5	81,5	88,5	92,2	93,3	95,8	97,4	99,4	101,8	103,5	104,7	105,1	105,4
		GWh vendus	74,3	77,2	97,2	102,2	110,0	116,5	117,6	120,2	121,6	123,6	126,0	127,7	128,8	129,2	129,5
		km de réseau	8,4	8,7	10,0	10,5	11,2	11,5	11,6	12,0	12,1	12,4	12,7	12,9	13,1	13,2	13,2
		nb abonnés	114	118	125	129	133	136	138	141	143	146	149	152	154	155	156
		km réseau créés	0,8	0,3	1,3	0,6	0,7	0,3	0,2	0,3	0,2	0,3	0,3	0,2	0,2	0,1	0,1
	SST créées	7	4	7	4	4	3	2	3	2	3	3	3	2	1	1	
	Densité MWh/ml	8,8	8,9	9,7	9,7	9,8	10,1	10,1	10,1	10,0	10,0	9,9	9,9	9,9	9,8	9,8	
	Mix énergétique	Géothermie	42%	43%	45%	47%	48%	50%	51%	53%	55%	56%	58%	60%	61%	63%	64%
		CPCU	58%	57%	55%	53%	52%	50%	49%	47%	45%	44%	42%	40%	39%	37%	36%
		UVE	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Rendements	SCOP TFP	3,0	3,0	3,1	3,1	3,1	3,2	3,2	3,2	3,2	3,3	3,3	3,3	3,4	3,4	3,5	
	rendement réseau	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	
Mix énergétique	Géothermie	34,4	37,1	48,5	52,8	58,9	64,4	67,2	70,8	73,8	77,3	81,0	84,5	87,6	90,1	92,7	
	CPCU	48,2	48,7	59,5	60,7	63,4	65,0	63,5	62,7	61,3	60,0	58,9	57,4	55,6	53,4	51,2	
	UVE	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
ENR	CPCU	55%	58%	62%	65%	68%	72%	75%	76%	78%	79%	80%	81%	83%	84%	85%	
FROID	Développement	MW souscrits	24,7	26,6	29,5	33,9	34,6	34,6	35,4	36,1	36,6	38,1	38,1	38,1	38,4	38,4	38,4
		GWh vendus	12,0	14,4	18,3	24,0	24,9	24,9	26,0	26,9	27,5	29,4	29,4	29,4	29,9	29,9	29,9
		m3 consommés	1 475 289	1 772 112	2 246 877	2 947 934	3 055 196	3 055 196	3 193 495	3 302 605	3 386 392	3 619 143	3 619 143	3 619 143	3 674 378	3 674 378	3 674 378
		km de réseau	1,8	2,0	2,7	2,8	3,0	3,0	3,0	3,1	3,2	3,4	3,4	3,4	3,4	3,4	3,4
		nb abonnés	21	22	23	24	25	25	26	27	28	29	29	29	30	30	30
	km réseau créés	-	0,2	0,7	0,1	0,2	-	0,1	0,1	0,1	0,2	-	-	0,1	-	-	
	SST créées	-	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	
Densité MWh/ml	6,7	7,1	6,8	8,6	8,4	8,4	8,5	8,6	8,6	8,7	8,7	8,7	8,7	8,7	8,7		
Mix énergétique	Géothermie	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	
	UVE	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	
	SEER	2,2	2,2	2,2	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,5	2,5	
Rendements	rendement réseau	95%	95%	95%	95%	95%	95%	95%	95%	95%	95%	95%	95%	95%	95%	95%	
Charges (k€HT)	P1 Electricité Chaud	1 261	1 348	1 742	1 880	2 075	2 250	2 324	2 426	2 507	2 599	2 702	2 790	2 866	2 925	2 914	
	P1 Electricité Froid	632	752	945	1 229	1 262	1 251	1 296	1 329	1 351	1 432	1 420	1 409	1 418	1 407	1 384	
	P1 CPCU	2 893	2 922	3 570	3 644	3 805	3 903	3 812	3 763	3 676	3 601	3 535	3 445	3 336	3 205	3 073	
	P1 UVE	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
	P1'	419	444	560	611	653	685	695	712	722	740	752	761	768	770	772	
	P2	1 077	1 119	1 161	1 217	1 264	1 310	2 106	2 176	2 224	2 274	2 325	2 376	2 430	2 483	2 091	
P3	1 019	1 020	1 020	1 023	1 023	1 023	1 023	1 028	1 028	1 028	1 028	1 028	1 028	1 028	1 028		
Invest (k€HT)	Prod (part Chaud)	-	-	-	-	2 000	-	7 000	-	-	-	-	-	-	-	-	
	Prod (part Froid)	-	-	-	-	-	-	7 000	-	-	-	-	-	-	-	-	
	Réseau	646	626	2 597	752	909	227	266	373	235	534	206	176	197	55	55	
	SST	141	272	627	598	272	73	183	193	134	225	57	68	118	19	15	
Subventions	Prod	-	-	-	-	800	-	5 600	-	-	-	-	-	-	-	-	
	Réseau	226	191	742	222	297	204	85	143	82	167	84	61	65	19	19	
	SST	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	

Produits d'exploitation

1. Recettes de chaud

Les quantités vendues prévisionnelles

Les quantités vendues prévisionnelles sont issues des hypothèses de développement du scénario.

Les tarifs « calculés »

Les tarifs ont été calculés en proportion des charges qu'ils représentent et un taux de marge de 10% sur les charges P1, P2 et P3 sur la durée résiduelle du contrat rapportées à l'assiette de chaque tarif (MWh, KW).

Le chiffre d'affaires prévisionnel

Le chiffre d'affaires est issu du produit des MWh et des kW avec les tarifs calculés précédemment.

2. Recettes de froid

Les quantités vendues prévisionnelles

Les quantités vendues prévisionnelles sont issues des hypothèses de développement du scénario.

Les tarifs « calculés »

Les tarifs ont été calculés en proportion des charges qu'ils représentent et un taux de marge de 10% sur les charges P1, P2 et P3 sur la durée résiduelle du contrat rapportées à l'assiette de chaque tarif (MWh, KW).

Le chiffre d'affaires prévisionnel

Le chiffre d'affaires est issu du produit des MWh et des kW avec les tarifs calculés précédemment.

3. Chiffres d'affaires

Le chiffre d'affaires est celui liées aux ventes de chaleur et de froid.

4. Droit de raccordement

Les droits de raccordement sont ceux calculés dans l'avenant n°7 et une projection de ceux liés aux raccordements prévus dans le cadre du scénario (Montant des réseaux+ Montant sous-station – subvention).

Charges d'exploitation

1. Charges d'achat d'énergies

Elles correspondent aux charges relatives aux achats d'énergie telles qu'estimées dans les charges d'exploitation (Achat d'électricité, Achat de chaleur à CPCU, Achat de chaleur à l'UVE).

2. Charges de conduite et d'entretien

Elles ont été projetées conformément à des coûts de main d'œuvre notamment pour ce type de réseau.

3. Dotation aux gros entretien et renouvellement

Elles ont été projetées conformément à des coûts classiquement constatés pour ce type de réseau.

4. Dotation aux amortissements

Le CEP de projection reprend les amortissements en cours au 30/09/2022 tel que détaillé à l'état comptable des immobilisations.

Concernant les investissements programmés dans l'avenant n°7, les amortissements techniques ont été constatées sur la durée résiduelle au contrat comme au contrat DSP.

Concernant les nouveaux investissements, un plan pluriannuel a été établi avec des montants par année qui ont été amorti sur la durée résiduelle de la DSP (méthode identique à celle du CEP).

Charges financières

Elles comprennent les charges financières de l'emprunt actuel et des nouveaux emprunts pour financer les nouveaux moyens de production.

Le nouvel emprunt a été calculé sur la durée résiduelle de la délégation de service public avec une première annuité l'année qui suit la mise en service des biens financés. Le taux d'intérêt appliqué est de 5%.

Charges exceptionnelles

Les charges exceptionnelles correspondent aux reprises de subvention sur la durée résiduelle du contrat DSP.

Le CEP sur le scénario final a été projeté comme suit :

N° année	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Année	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038
Saison de chauffe	2023/2024	2024/2025	2025/2026	2026/2027	2027/2028	2028/2029	2029/2030	2030/2031	2031/2032	2032/2033	2033/2034	2034/2035	2035/2036	2036/2037	2037/2038
Produits k€	15 410	16 723	20 804	18 056	18 902	18 744	19 340	19 864	20 033	20 904	20 801	21 024	21 318	21 172	31 202
R1 chaud	4 171	4 333	5 451	5 733	6 174	6 538	6 600	6 741	6 821	6 932	7 067	7 164	7 228	7 248	7 267
R1 froid au MWh	590	708	898	1 179	1 221	1 221	1 277	1 320	1 354	1 447	1 447	1 447	1 469	1 469	1 469
R1 froid au m3	541	650	824	1 081	1 121	1 121	1 171	1 211	1 242	1 327	1 327	1 327	1 348	1 348	1 348
CA R1	5 302	5 691	7 174	7 993	8 516	8 880	9 049	9 273	9 417	9 706	9 841	9 939	10 045	10 065	10 084
R2 chaud	4 471	4 580	5 633	5 925	6 433	6 699	6 782	6 961	7 075	7 223	7 398	7 519	7 610	7 639	7 663
R2 ECS															
R2 Froid	2 193	2 357	2 621	3 010	3 069	3 069	3 146	3 207	3 253	3 382	3 382	3 382	3 413	3 413	3 413
CA R2	6 664	6 938	8 254	8 935	9 502	9 768	9 928	10 168	10 328	10 605	10 781	10 902	11 023	11 052	11 076
CA chaud	8 642	8 913	11 084	11 657	12 606	13 237	13 382	13 702	13 897	14 155	14 465	14 683	14 838	14 888	14 930
CA Froid	3 324	3 716	4 343	5 270	5 412	5 412	5 594	5 739	5 849	6 157	6 157	6 157	6 230	6 230	6 230
Chiffre d'affaires	11 966	12 629	15 428	16 927	18 018	18 648	18 976	19 441	19 746	20 312	20 622	20 840	21 068	21 118	21 160
Droits de raccordements	3 445	4 094	5 376	1 129	884	95	364	424	287	593	180	183	250	55	51
Charges d'exploitation k€	13 188	13 787	15 441	16 408	17 011	16 431	15 971	17 715	17 870	18 098	18 337	17 961	16 946	17 074	16 295
Achats CPCU	2 893	2 922	3 570	3 644	3 805	3 903	3 812	3 763	3 676	3 601	3 535	3 445	3 336	3 205	3 073
Total primaire chaud	2 893	2 922	3 570	3 644	3 805	3 903	3 812	3 763	3 676	3 601	3 535	3 445	3 336	3 205	3 073
P1 Electricité Chaud	1 261	1 348	1 742	1 880	2 075	2 250	2 324	2 426	2 507	2 599	2 702	2 790	2 866	2 925	2 914
P1 Electricité Froid	632	752	945	1 229	1 262	1 251	1 296	1 329	1 351	1 432	1 420	1 409	1 418	1 407	1 384
Total Primaire électricité	1 892	2 099	2 687	3 108	3 337	3 501	3 620	3 755	3 858	4 031	4 122	4 199	4 285	4 332	4 298
Total P2 y compris (P1 - elec auxiliaire)	1 496	1 563	1 721	1 828	1 917	1 995	2 802	2 888	2 946	3 014	3 077	3 137	3 199	3 253	2 863
P1 - électricité	419	444	560	611	653	685	695	712	722	740	752	761	768	770	772
Personnel extérieur à l'entreprise	1 077	1 119	1 161	1 217	1 264	1 310	2 106	2 176	2 224	2 274	2 325	2 376	2 430	2 483	2 091
Frais de structure et de siège	549	549	651	744	745	745	745	759	759	759	759	759	759	759	569
Redevance pour frais de contrôle et occupation du domaine public	210	210	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300
Fonds de modernisation (charges)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Charges fixes exploitation	759	759	951	1 044	1 045	1 045	1 045	1 059	869						
Dotation de renouvellement	964	965	965	968	968	968	968	973	973	973	973	973	973	973	875
Total P3 - GER	1 019	1 020	1 020	1 023	1 023	1 023	1 023	1 028	931						
Total Amortissement	5 129	5 424	5 493	5 761	5 884	4 964	3 668	5 222	5 303	5 364	5 516	5 093	4 040	4 198	4 261
Résultat d'exploitation	2 222	2 936	5 363	1 648	1 891	2 313	3 369	2 149	2 162	2 806	2 465	3 063	4 372	4 098	14 907
Résultat financier	-415	-381	-346	-311	-274	-295	-251	-625	-534	-439	-340	-258	-198	-135	-69
Résultat exceptionnel	249	265	280	342	362	472	495	1 205	1 226	1 239	1 273	1 224	1 065	1 097	11 126
Résultat	2 057	2 820	5 297	1 680	1 979	2 489	3 612	2 729	2 854	3 606	3 398	4 029	5 239	5 060	25 964
EBITDA	4 874	5 883	8 379	4 933	5 298	6 038	7 037	7 371	7 465	8 170	7 981	8 156	8 412	8 296	19 168

5.1.4.3 Scénario final bis – Projection financière

Concernant le scénario 2 bis final, la projection financière a été réalisées sur la base des projections technico-économique suivantes :

N° année		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	
Année		2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	
CHAUD	Développement	MW souscrits	61,5	63,0	77,5	81,5	88,5	92,2	93,3	95,8	97,4	99,4	101,8	103,5	104,7	105,1	105,4
		GWh vendus	74,3	77,2	97,2	102,2	110,0	116,5	117,6	120,2	121,6	123,6	126,0	127,7	128,8	129,2	129,5
		km de réseau	8,4	8,7	10,0	10,5	11,2	11,5	11,6	12,0	12,1	12,4	12,7	12,9	13,1	13,2	13,2
		nb abonnés	114,0	118,0	125,0	129,0	133,0	136,0	138,0	141,0	143,0	146,0	149,0	152,0	154,0	155,0	156,0
		km réseau créés	0,8	0,3	1,3	0,6	0,7	0,3	0,2	0,3	0,2	0,3	0,3	0,2	0,2	0,1	0,1
	SST créées	7	4	7	4	4	3	2	3	2	3	3	3	2	1	1	
	Densité MWh/ml	8,8	8,9	9,7	9,7	9,8	10,1	10,1	10,1	10,0	10,0	9,9	9,9	9,9	9,8	9,8	
	Mix énergétique	Géothermie	41%	43%	47%	47%	47%	47%	47%	47%	47%	47%	47%	46%	46%	46%	46%
		CPCU	59%	57%	40%	38%	37%	36%	35%	34%	32%	31%	30%	29%	27%	26%	25%
		UVE	0%	0%	13%	15%	16%	17%	18%	20%	21%	22%	24%	25%	26%	27%	29%
	Rendements	SCOP TFP	3,0	3,0	3,1	3,1	3,1	3,2	3,2	3,2	3,2	3,3	3,3	3,3	3,4	3,4	3,5
		rendement réseau	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%
	Mix énergétique	Géothermie	33,8	36,5	50,7	53,3	57,3	60,6	61,1	62,3	63,0	63,9	65,1	65,9	66,4	66,5	66,6
		CPCU	48,8	49,3	42,8	43,6	45,5	46,6	45,5	44,8	43,7	42,7	41,9	40,7	39,3	37,7	36,0
		UVE	-	-	14,4	16,6	19,5	22,3	24,2	26,4	28,4	30,6	33,0	35,3	37,4	39,3	41,3
ENR	CPCU	55%	58%	62%	65%	68%	72%	75%	76%	78%	79%	80%	81%	83%	84%	85%	
FROID	Développement	MW souscrits	24,7	26,6	29,5	33,9	34,6	34,6	35,4	36,1	36,6	38,1	38,1	38,1	38,4	38,4	38,4
		GWh vendus	12,0	14,4	18,3	24,0	24,9	24,9	26,0	26,9	27,5	29,4	29,4	29,4	29,9	29,9	29,9
		m3 consommés	1 475 288,9	1 772 112,3	2 246 876,8	2 947 934,1	3 055 195,9	3 055 195,9	3 193 495,4	3 302 605,4	3 386 392,3	3 619 143,3	3 619 143,3	3 619 143,3	3 674 378,2	3 674 378,2	3 674 378,2
		km de réseau	1,8	2,0	2,7	2,8	3,0	3,0	3,0	3,1	3,2	3,4	3,4	3,4	3,4	3,4	3,4
		nb abonnés	21	22	23	24	25	25	26	27	28	29	29	29	30	30	30
	km réseau créés	-	0,2	0,7	0,1	0,2	-	0,1	0,1	0,1	0,2	-	-	0,1	-	-	
	SST créées	-	1	1	1	1	1	-	1	1	1	1	-	-	1	-	
Densité MWh/ml	6,7	7,1	6,8	8,6	8,4	8,4	8,5	8,6	8,6	8,6	8,7	8,7	8,7	8,7	8,7		
Mix énergétique	Géothermie	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	
	UVE	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	
	SEER	2,2	2,2	2,2	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,4	2,4	2,4	2,4	2,5	2,5	
Rendements	rendement réseau	95%	95%	95%	95%	95%	95%	95%	95%	95%	95%	95%	95%	95%	95%	95%	
Charges (k€HT)	P1 Electricité Chaud	1 240	1 327	1 824	1 897	2 020	2 117	2 114	2 136	2 139	2 151	2 170	2 177	2 174	2 159	2 094	
	P1 Electricité Froid	632	752	945	1 229	1 262	1 251	1 296	1 329	1 351	1 432	1 420	1 409	1 418	1 407	1 384	
	P1 CPCU	2 926	2 956	2 568	2 618	2 730	2 796	2 727	2 688	2 621	2 564	2 511	2 442	2 360	2 261	2 162	
	P1 UVE	-	-	433	499	584	668	725	791	852	919	990	1 058	1 122	1 180	1 238	
	P1'	419	444	560	611	653	685	695	712	722	740	752	761	768	770	772	
	P2	1 077	1 119	1 161	1 217	1 264	1 310	2 106	2 176	2 224	2 274	2 325	2 376	2 430	2 483	2 091	
	P3	1 147	1 148	1 148	1 151	1 151	1 151	1 151	1 156	1 156	1 156	1 156	1 156	1 156	1 156	1 156	
Invest (k€HT)	Prod (part Chaud)	-	-	4 700	-	2 000	-	7 000	-	-	-	-	-	-	-	-	
	Prod (part Froid)	-	-	-	-	-	-	7 000	-	-	-	-	-	-	-	-	
	Réseau	646	626	2 597	752	909	227	266	373	235	534	206	176	197	55	55	
	SST + branchement	141	272	627	598	272	73	183	193	134	225	57	68	118	19	15	
Subventions	Prod	-	-	-	-	700	-	5 600	-	-	-	-	-	-	-	-	
	Réseau	226	191	742	222	297	204	85	143	82	167	84	61	65	19	19	
	SST	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	

Produits d'exploitation

5. Recettes de chaud

Les quantités vendues prévisionnelles

Les quantités vendues prévisionnelles sont issues des hypothèses de développement du scénario.

Les tarifs « calculés »

Les tarifs ont été calculés en proportion des charges qu'ils représentent et un taux de marge de 10% sur les charges P1, P2 et P3 sur la durée résiduelle du contrat rapportées à l'assiette de chaque tarif (MWh, KW).

Le chiffre d'affaires prévisionnel

Le chiffre d'affaires est issu du produit des MWh et des kW avec les tarifs calculés précédemment.

6. Recettes de froid

Les quantités vendues prévisionnelles

Les quantités vendues prévisionnelles sont issues des hypothèses de développement du scénario.

Les tarifs « calculés »

Les tarifs ont été calculés en proportion des charges qu'ils représentent et un taux de marge de 10% sur les charges P1, P2 et P3 sur la durée résiduelle du contrat rapportées à l'assiette de chaque tarif (MWh, KW).

Le chiffre d'affaires prévisionnel

Le chiffre d'affaires est issu du produit des MWh et des kW avec les tarifs calculés précédemment.

7. Chiffres d'affaires

Le chiffre d'affaires est celui liées aux ventes de chaleur et de froid.

8. Droit de raccordement

Les droits de raccordement sont ceux calculés dans l'avenant n°7 et une projection de ceux liés aux raccordements prévus dans le cadre du scénario (Montant des réseaux+ Montant sous-station – subvention).

Charges d'exploitation

1. Charges d'achat d'énergies

Elles correspondent aux charges relatives aux achats d'énergie telles qu'estimées dans les charges d'exploitation (Achat d'électricité, Achat de chaleur à CPCU, Achat de chaleur à l'UVE).

2. Charges de conduite et d'entretien

Elles ont été projetées conformément à des coûts de main d'œuvre notamment pour ce type de réseau.

3. Dotation aux gros entretien et renouvellement

Elles ont été projetées conformément à des coûts classiquement constatés pour ce type de réseau.

4. Dotation aux amortissements

Le CEP de projection reprend les amortissements en cours au 30/09/2022 tel que détaillé à l'état comptable des immobilisations.

Concernant les investissements programmés dans l'avenant n°7, les amortissements techniques ont été constatées sur la durée résiduelle au contrat comme au contrat DSP.

Concernant les nouveaux investissements, un plan pluriannuel a été établi avec des montants par année qui ont été amorti sur la durée résiduelle de la DSP (méthode identique à celle du CEP).

Charges financières

Elles comprennent les charges financières de l'emprunt actuel et des nouveaux emprunts pour financer les nouveaux moyens de production.

Le nouvel emprunt a été calculé sur la durée résiduelle de la délégation de service public avec une première annuité l'année qui suit la mise en service des biens financés. Le taux d'intérêt appliqué est de 5%.

Charges exceptionnelles

Les charges exceptionnelles correspondent aux reprises de subvention sur la durée résiduelle du contrat DSP.

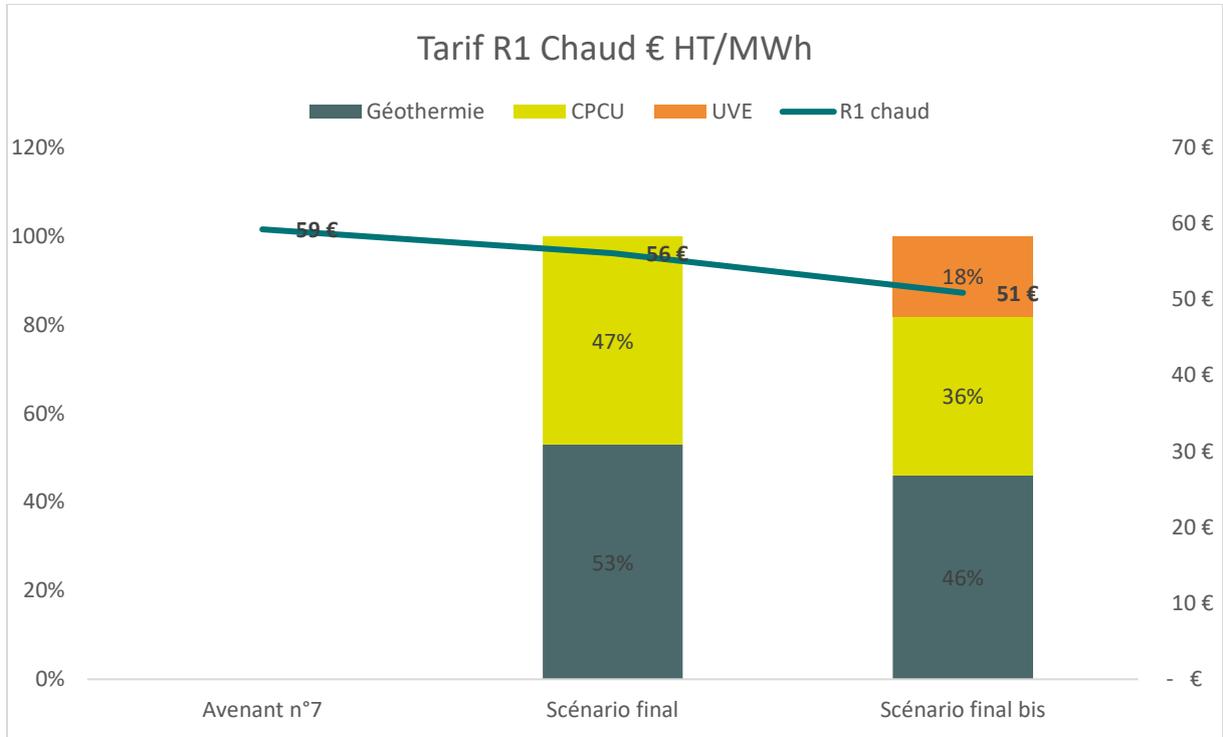
Le CEP sur le scénario final bis a été projeté comme suit :

N° année	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Année	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038
Saison de chauffe	2023/2024	2024/2025	2025/2026	2026/2027	2027/2028	2028/2029	2029/2030	2030/2031	2031/2032	2032/2033	2033/2034	2034/2035	2035/2036	2036/2037	2037/2038
Produits k€	14 674	15 958	19 863	17 057	17 830	17 622	18 205	18 703	18 856	19 703	19 578	19 784	20 066	19 917	29 943
R1 chaud	3 783	3 930	4 945	5 200	5 600	5 930	5 987	6 115	6 188	6 288	6 410	6 498	6 556	6 575	6 592
R1 froid au MWh	590	708	898	1 179	1 221	1 221	1 277	1 320	1 354	1 447	1 447	1 447	1 469	1 469	1 469
R1 froid au m3	541	650	824	1 081	1 121	1 121	1 171	1 211	1 242	1 327	1 327	1 327	1 348	1 348	1 348
CA R1	4 914	5 289	6 667	7 460	7 942	8 273	8 435	8 647	8 784	9 062	9 184	9 273	9 373	9 392	9 409
R2 chaud	4 215	4 318	5 310	5 585	6 064	6 315	6 393	6 562	6 669	6 809	6 974	7 088	7 174	7 201	7 223
R2 Froid	2 100	2 258	2 510	2 883	2 940	2 940	3 013	3 071	3 116	3 240	3 240	3 240	3 269	3 269	3 269
CA R2	6 315	6 575	7 820	8 468	9 004	9 254	9 406	9 633	9 785	10 048	10 214	10 328	10 443	10 470	10 492
CA chaud	7 998	8 248	10 255	10 785	11 664	12 245	12 380	12 676	12 857	13 096	13 384	13 587	13 730	13 776	13 815
CA Froid	3 231	3 616	4 233	5 143	5 282	5 282	5 461	5 603	5 712	6 014	6 014	6 014	6 086	6 086	6 086
Chiffre d'affaires	11 229	11 864	14 487	15 928	16 946	17 527	17 841	18 280	18 569	19 110	19 398	19 600	19 816	19 862	19 901
Droits de raccordements	3 445	4 094	5 376	1 129	884	95	364	424	287	593	180	183	250	55	51
Charges d'exploitation k€	13 329	13 929	15 081	16 417	16 985	16 379	15 921	17 661	17 820	18 051	18 291	17 923	16 920	17 064	16 322
Achats CPCU	2 926	2 956	2 568	2 618	2 730	2 796	2 727	2 688	2 621	2 564	2 511	2 442	2 360	2 261	2 162
P1 UVE	0	0	433	499	584	668	725	791	852	919	990	1 058	1 122	1 180	1 238
Total primaire chaud	2 926	2 956	3 001	3 117	3 314	3 464	3 452	3 479	3 474	3 482	3 501	3 500	3 482	3 442	3 401
Achats Electricité	1 872	2 078	2 768	3 125	3 283	3 368	3 410	3 466	3 490	3 583	3 590	3 586	3 593	3 565	3 478
P1 Electricité Chaud	1 240	1 327	1 824	1 897	2 020	2 117	2 114	2 136	2 139	2 151	2 170	2 177	2 174	2 159	2 094
P1 Electricité Froid	632	752	945	1 229	1 262	1 251	1 296	1 329	1 351	1 432	1 420	1 409	1 418	1 407	1 384
Total Primaire Froid	1 872	2 078	2 768	3 125	3 283	3 368	3 410	3 466	3 490	3 583	3 590	3 586	3 593	3 565	3 478
Total P2 y compris (P'1 - elec auxiliaire)	1 496	1 563	1 721	1 828	1 917	1 995	2 802	2 888	2 946	3 014	3 077	3 137	3 199	3 253	2 863
fourniture =P'1	419	444	560	611	653	685	695	712	722	740	752	761	768	770	772
Personnel extérieur à l'entreprise	1 077	1 119	1 161	1 217	1 264	1 310	2 106	2 176	2 224	2 274	2 325	2 376	2 430	2 483	2 091
Charges fixes exploitation	759	759	951	1 044	1 045	1 045	1 045	1 059	869						
Dotation de renouvellement	964	965	965	968	968	968	968	973	973	973	973	973	973	973	875
Dotation et reprise Provision GER	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total P3 - GER	1 147	1 148	1 148	1 151	1 151	1 151	1 151	1 156	1 059						
Total Amortissement	5 129	5 424	5 493	6 153	6 276	5 355	4 060	5 614	5 695	5 756	5 908	5 485	4 432	4 589	4 653
Résultat d'exploitation	1 345	2 029	4 782	639	845	1 244	2 284	1 042	1 036	1 652	1 286	1 861	3 146	2 852	13 621
Résultat financier	-415	-381	-346	-546	-494	-505	-444	-381	-315	-247	-176	-124	-95	-65	-33
Résultat exceptionnel	249	265	280	342	362	462	485	1 195	1 216	1 229	1 263	1 214	1 055	1 087	1 125
Résultat	1 179	1 913	4 716	436	713	1 201	2 325	1 856	1 936	2 635	2 373	2 951	4 106	3 875	14 713
EBITDA	3 997	4 976	7 798	4 316	4 644	5 361	6 344	6 656	6 730	7 408	7 194	7 346	7 578	7 442	18 274

5.1.5 IMPACT SUR LES TARIFS

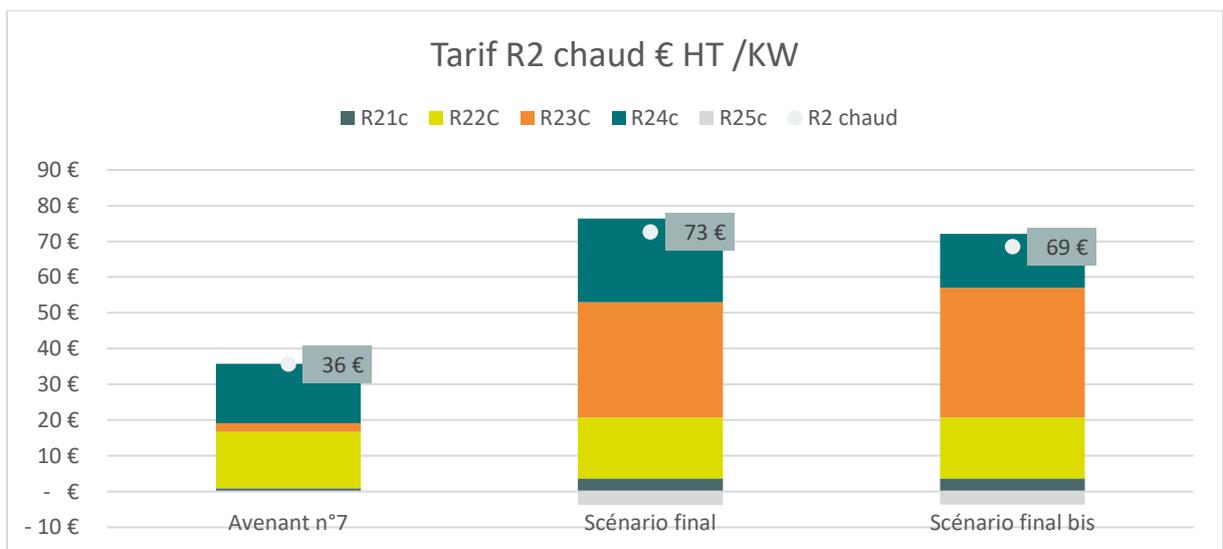
5.1.5.1 Tarifs vente de la chaleur

Le tarif R1c, proportionnelle à la consommation d'énergie, a été projeté comme suit selon les deux scénarios finaux :



✓ On constate que le R1c relatif à chaque scénario est moins élevé que celui projeté dans l'avenant n°7.

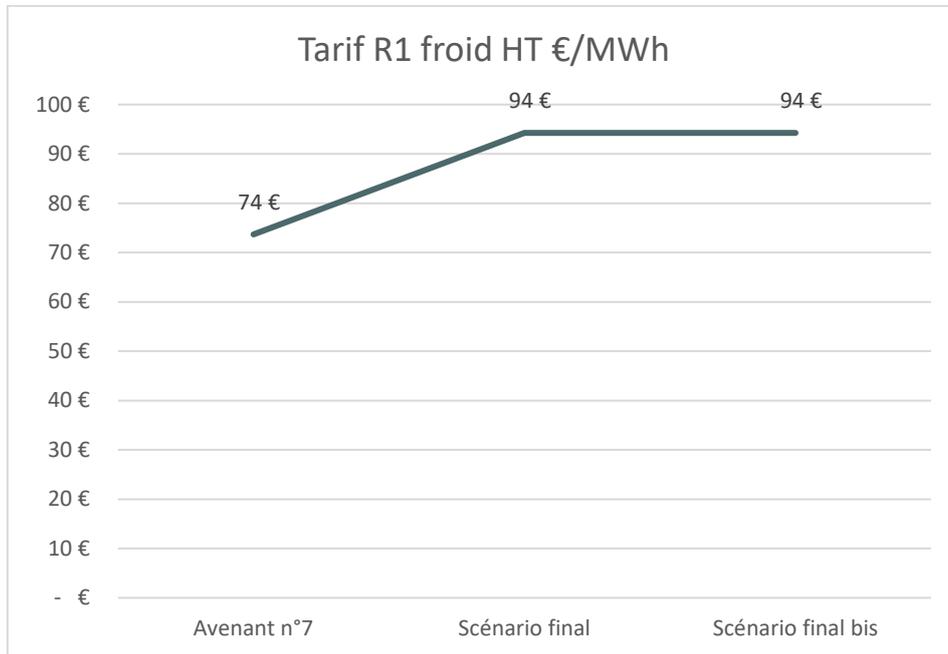
Le tarif R2, part fixe au KW, a été estimé comme suit pour les deux scénarios finaux :



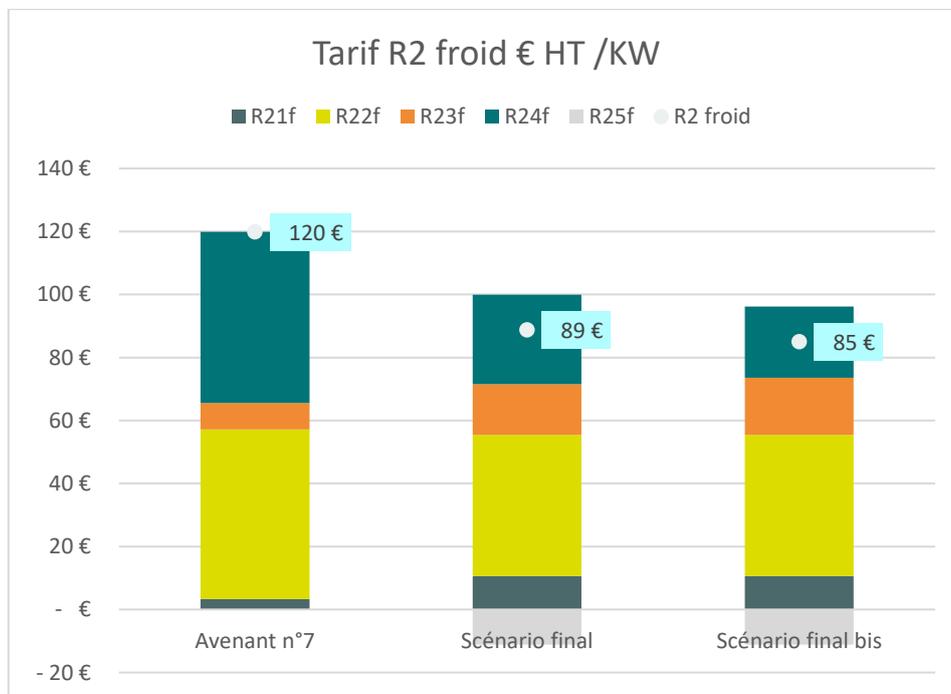
✓ On constate que le R2c relatif à chaque scénario est plus élevé que celui projeté dans l'avenant n°7 du fait notamment des investissements supplémentaires envisagés.

5.1.5.2 Tarifs de vente du froid

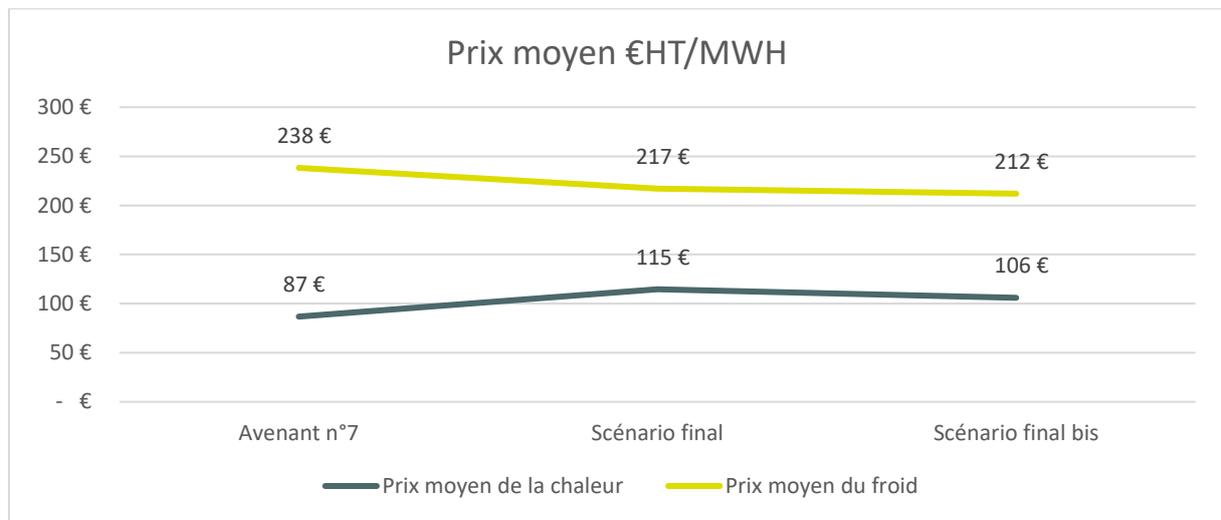
Le tarif R1f, proportionnelle à la consommation d'énergie, a été projeté comme suit selon les scénarios finaux :



Le tarif R2f, part fixe au KW, a été estimé comme suit selon les scénarios finaux :



5.1.5.3 Les prix moyens



5.1.6 EVOLUTIONS CONTRACTUELLES

Les projections des scénarios ont été projeté sur la durée résiduelle du contrat de délégation de service public.

Les modalités techniques et financières de programmation, de réalisation et de financement des travaux devront être étudié avec le délégataire le cas échéant dans le cadre d'un avenant au contrat DSP en cours.

Le contrat DSP actuel ayant déjà fait l'objet de modifications importantes, l'avenant qui pourra être envisagé devra faire l'objet d'une analyse juridique précise au vu des investissements à prévoir dans le scénario 2 ou 2 bis final.

Les simulations de tarifs sont réalisées afin de projeter leur évolution sur la durée de la DSP afin d'assurer le financement des investissements sans VNC.

Un accord entre les parties au contrat pourra permettre d'envisager une évolution des tarifs et/ou de l'indemnité prévue à la fin du contrat DSP.

Concernant le scénario 2 bis final, il faut noter les deux points de vigilance suivants :

- ✓ Négociation de convention de vente de chaleur au réseau avec Autorité délégante / délégataire de l'UVE
- ✓ Feeder UVE côté commune Boulogne-Billancourt : attention à la limite de prestation et au portage des investissement.

5.2 FEUILLE DE ROUTE

5.2.1 4 GRANDS THEMES

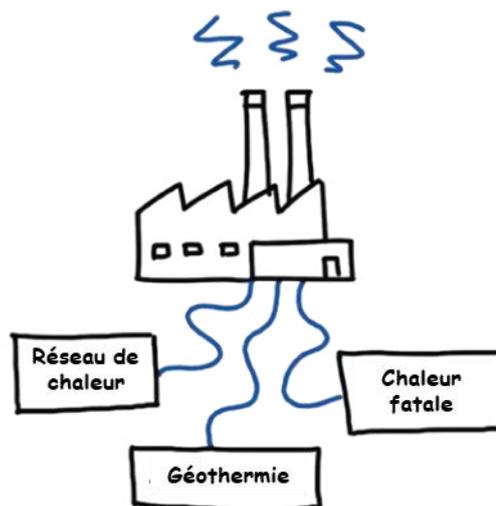
5.2.1.1 Thème n°1 : Développement des réseaux chaud et froid

- ✓ Recherche de **nouveaux abonnés** en priorité à proximité du réseau existant
- ✓ **Densification et extension** : prospects identifiés, tracés réseaux prévisionnels à réaliser
 - Raccordements sur le tracé d'extension vers l'AP-HP
 - Extension vers Silly-Gallieni / Parchamp- Albert Kahn / République- Point du jour



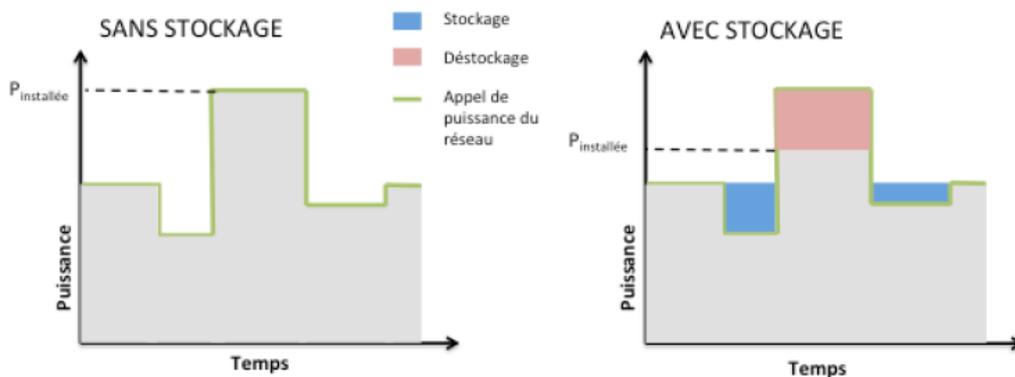
5.2.1.2 Thème n°2 : Valorisation des ressources locales

- ✓ Utiliser au maximum de leur capacité les unités de production existant, notamment la **centrale thermofrigopompe** du Parc Est
- ✓ Nécessité d'un développement basé sur des **énergies renouvelables** et de **récupération**
- ✓ Atout **environnemental** mais aussi **économique** (soutien financier ADEME, stabilité accrue par rapport aux énergies fossiles)



5.2.1.3 Thème n°3 : Optimisations des performances techniques

- ✓ **Sensibilisation des abonnés** à la maîtrise de l'énergie et au bon pilotage des installations secondaires (T° consigne, T° retour)
- ✓ Solutions de **pilotage prédictifs** visant à favoriser l'inertie du réseau voire du stockage thermique
 - Stockage de glace de la Centrale froid du Pon de Sèvres



5.2.1.4 Thème n°4 : Actions supports

- ✓ **Attractivité du réseau** de chaleur et de froid à renforcer par des actions de communication
- ✓ **Documents d'urbanisme et d'aménagement** : outils à utiliser pour intégrer les ambitions du réseau
 - Classement du réseau : zones de développement prioritaires
- ✓ La **qualité de services** et la **relation usagers** renforcera la fidélité des usagers actuels



PLUi
PCAET



5.2.2 PLAN D' ACTIONS

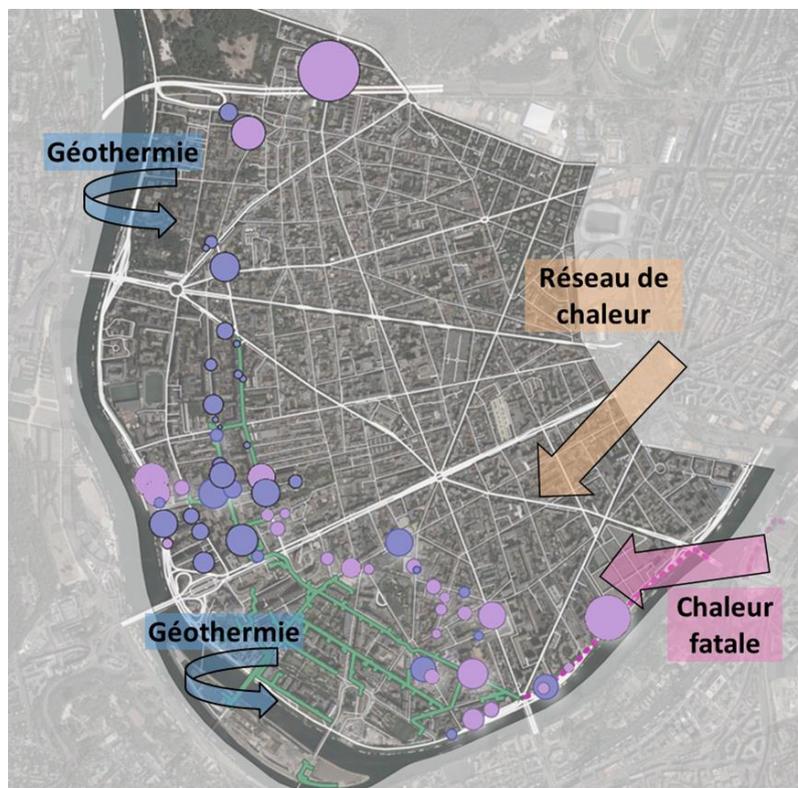
5.2.2.1 Thème n°1 : Développement des réseaux chaud et froid

	<p>Action</p> <ul style="list-style-type: none"> ☑ Raccordement de l'AP-HP et du CGA (Les Abondances)
	<p>Objectifs</p> <ul style="list-style-type: none"> ☑ Sécuriser le développement Nord du réseau avec 2 abonnés structurants ☑ Permettre la densification du réseau le long du cheminement Sud->Nord depuis Silly-Gallieni ☑ Contractualiser avec ces 2 prospects rapidement dès le retour de l'ADEME sur le montant des subventions accordées ☑ Quand ? 2023-2025
	<p>Porteur(s)</p> <ul style="list-style-type: none"> ☑ IDEX ☑ ADEME ☑ Ville de Boulogne-Billancourt



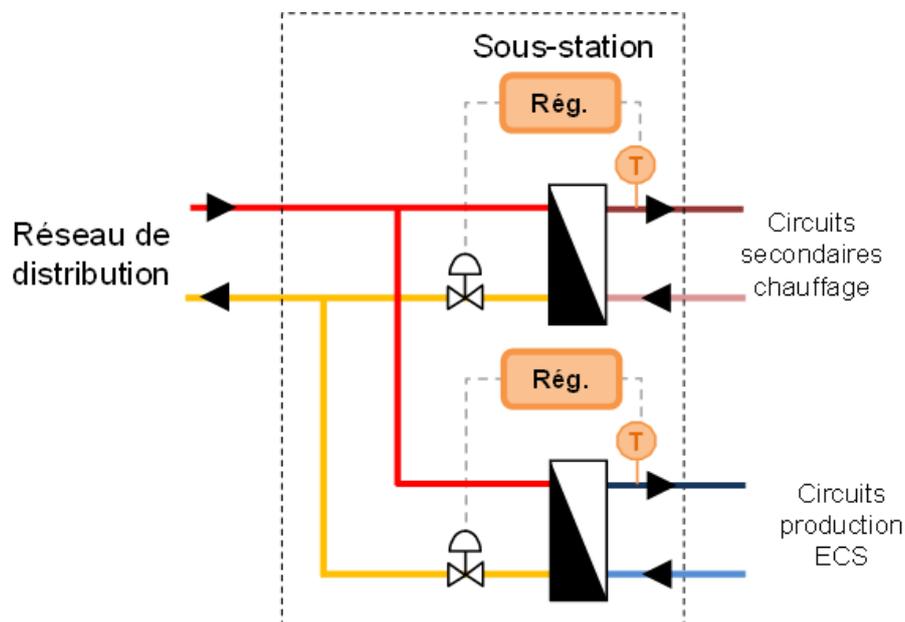
5.2.2.2 Thème n°2 : Valorisation des ressources locales

	Action <ul style="list-style-type: none">☑ Mettre en œuvre une ou plusieurs(s) nouvelle(s) production(s) ENR&R
	Objectifs <ul style="list-style-type: none">☑ Verdir le mix énergétique (> 65% minimum pour respecter les critères de subventions ADEME)☑ Développer le réseau en s'appuyant sur des ressources locales☑ Anticiper les besoins de surfaces foncières (centrale géothermique)☑ Engager les discussions avec les parties prenantes (Isséane, Ville d'Issy les Moulineaux, Ville de Paris, aménageurs, services urbanisme et voiries de la Ville...)☑ Lancer des premières études de faisabilité☑ Quand ? 2024-2030
	Porteur(s) <ul style="list-style-type: none">☑ Ville de Boulogne-Billancourt☑ IDEX



5.2.2.3 Thème n°3 : Optimisation des performances techniques

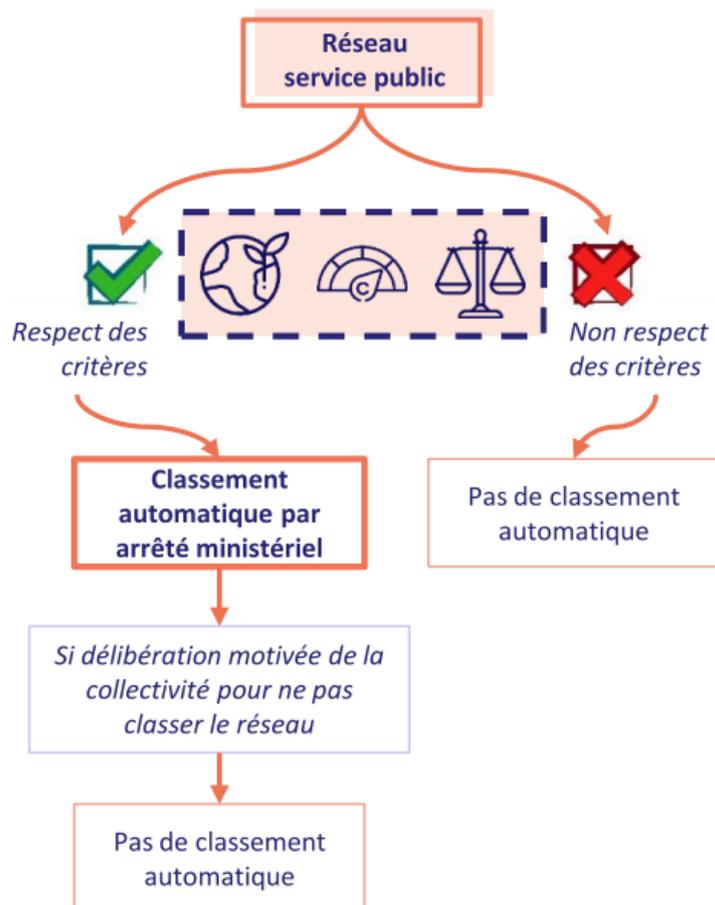
	<p>Action</p> <ul style="list-style-type: none"> <input checked="" type="checkbox"/> Améliorer les performances du réseau de chaleur et de froid
	<p>Objectifs</p> <ul style="list-style-type: none"> <input checked="" type="checkbox"/> Faire progresser le taux d'EnR&R dans le mix énergétique <input checked="" type="checkbox"/> Réduire les pertes thermiques du réseau <input checked="" type="checkbox"/> Améliorer l'efficacité énergétique du réseau <input checked="" type="checkbox"/> Conserver un outil territorial performant <input checked="" type="checkbox"/> Sensibiliser les gestionnaires de bâtiments à la maîtrise de l'énergie et au bon pilotage des installations secondaires <input checked="" type="checkbox"/> Quand ? 2023-2035
	<p>Porteur(s)</p> <ul style="list-style-type: none"> <input checked="" type="checkbox"/> IDEX



Exemple d'une Sous-station « améliorée » : 1 point d'échange par usage. La régulation de la demande (consigne de température) est alors définie pour chaque usage avec une optimisation de la régulation primaire (pas d'effet de mélange). *Source Inddigo.*

5.2.2.4 Thème n°4 : Actions supports

	<p>Action</p> <ul style="list-style-type: none"> ☑ Utiliser les outils juridiques et règlementaire pour développer le réseau de chaleur ☑ Délibérer et Définir des zones de développement prioritaire dans le cadre du classement automatique du réseau de chaleur
	<p>Objectifs</p> <ul style="list-style-type: none"> ☑ Encourager les raccordements à un outil vertueux et local ☑ Pérenniser le développement du réseau ☑ Donner une meilleure visibilité pour permettre d'engager plus sereinement les investissements nécessaires ☑ Quand ? 2024
	<p>Porteur(s)</p> <ul style="list-style-type: none"> ☑ Ville de Boulogne-Billancourt



<https://reseaux-chaleur.cerema.fr/espace-documentaire/classer-reseau-chaleur-froid>

5.2.2.4.1 Classement d'un réseau : intérêt et principe (CEREMA)

Intérêts du classement

Le classement est un outil de planification énergétique pour la collectivité, qu'elle peut articuler avec ses compétences en urbanisme et en aménagement, ainsi qu'avec son plan climat énergie territorial, afin de contribuer à l'atteinte de ses objectifs locaux de réduction des émissions de gaz à effet de serre et de développement des énergies renouvelables.

Les réseaux de chaleur/froid sont des systèmes présentant un coût d'investissement relativement important. Le classement permet au maître d'ouvrage d'avoir une visibilité sur le taux d'utilisation du réseau sur le long terme ; ceci permet d'engager plus sereinement les investissements nécessaires au développement de ce réseau, qu'il s'agisse de densification, d'extension, de modernisation (avec notamment l'évolution du mix énergétique pour augmenter la part des énergies renouvelables) ou de création de nouveaux réseaux.

Les usagers et abonnés d'un réseau classé sont raccordés à un réseau vertueux sur le plan environnemental (ce qui donne accès aux bénéfices prévus par ailleurs pour ce type de réseaux, notamment la TVA réduite), garantissant un comptage de l'énergie en sous-station et à l'équilibre financier.

Les réseaux concernés

Trois conditions doivent être respectées afin qu'un réseau puisse être classé :

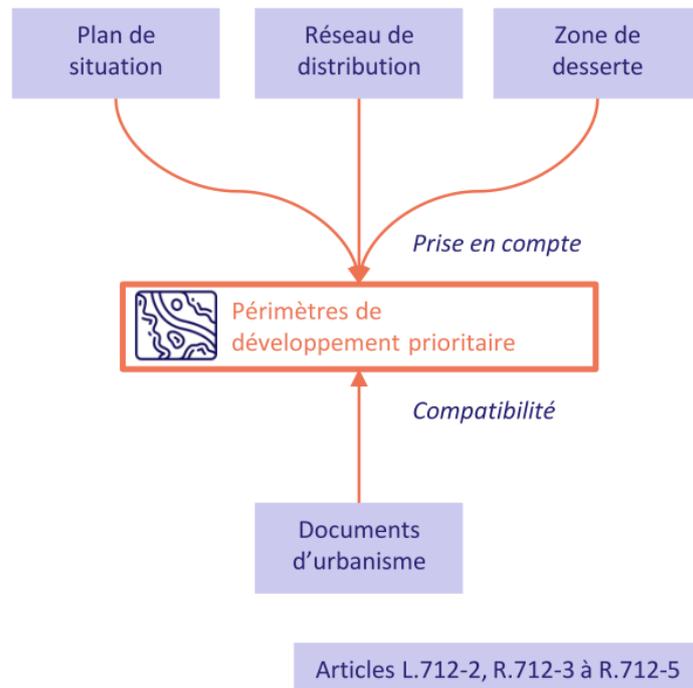
- ✓ Le réseau est alimenté à plus de 50% par des énergies renouvelables et/ou de récupération (EnR&R)
- ✓ Un comptage des quantités d'énergie livrées par point de livraison est assuré
- ✓ L'équilibre financier de l'opération pendant la période d'amortissement des installations est assuré

Le classement est rendu obligatoire pour les réseaux sous le statut de service public. Pour les réseaux privés, le classement est possible mais non obligatoire.



Définition des périmètres

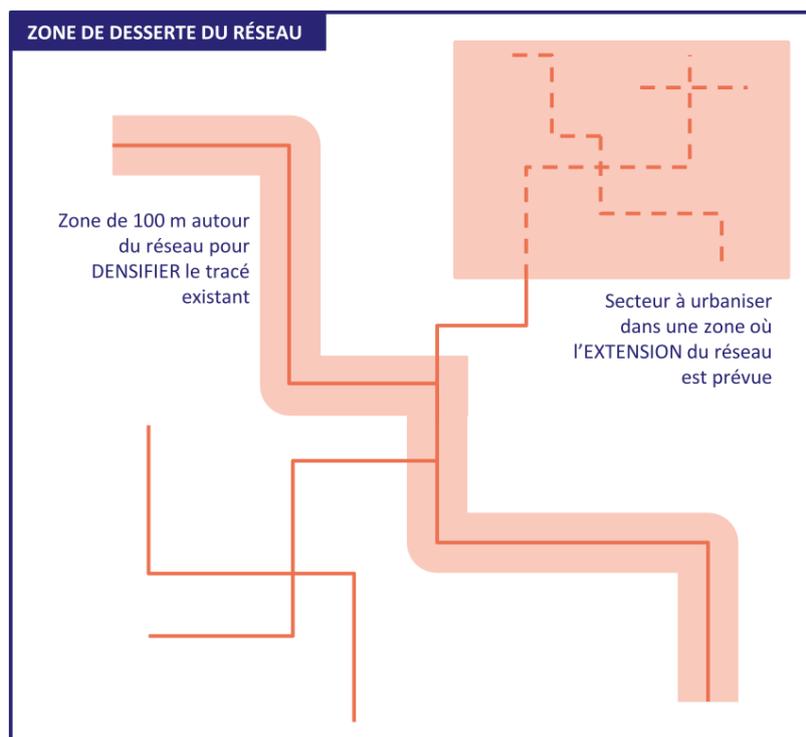
Pour les réseaux répondant aux critères du classement automatique et en l'absence de délibération portant décision de ne pas classer le réseau, l'autorité compétente délibère, après avis de la commission consultative des services publics locaux, pour définir le ou les périmètres de développement prioritaire au sein desquels s'appliqueront le raccordement obligatoire. Ces périmètres sont définis au vu des éléments de l'article R.712-2 (cf. page 9) et en tenant compte du plan de situation, du schéma du réseau de distribution du réseau, du plan faisant apparaître la zone de desserte, de la justification de la compatibilité du ou des périmètres envisagés avec les dispositions des documents d'urbanisme en vigueur. Pour les autres réseaux, la délibération sur les périmètres de développement prioritaire dans le cadre de la procédure de classement est prononcée à partir d'un dossier dont le contenu est prévu à l'article R.712-5.



Principe des périmètres de développement prioritaire

Pour les réseaux classés, l'autorité compétente sur les périmètres de développement prioritaires (PDP). A l'intérieur de ces périmètres, le raccordement au réseau est obligatoire pour toute installation d'un bâtiment neuf ou faisant l'objet de travaux de rénovation importants, c'est-à-dire remplacement d'une installation de chauffage ou de refroidissement d'une puissance supérieure à 30 kW (ou remplacement d'une installation industrielle de production de chaleur ou de froid de plus de 30 kW).

En l'absence de délibération, un périmètre par défaut s'applique.



5.2.2.4.2 Zones de développement prioritaires : proposition pour Boulogne-Billancourt

Les **zones de développement prioritaires** suivantes, identifiées en jaune sur la cartographie ci-dessous, sont proposées pour le réseau bouloonnais.

Ces zones englobent la totalité des réseaux existants ainsi que les zones de développement à fort intérêt présentées dans le cadre du scénario final : zone de densification et zones d'extension.

Cette proposition, ou autre, sera à délibérer par la Ville.



- **Réseau existant**
- - - **Extension vers AP-HP**
- Zones de développement prioritaires (proposition, à délibérer)**

Si le choix est fait de laisser s'appliquer les modalités de classement par défaut, les périmètres de classement suivants entrent en vigueur :

- Le périmètre du contrat de concession quand ce mode de gestion est choisi (cas de Boulogne-Billancourt) ;
- L'ensemble du territoire de la ou des communes desservies par le réseau en cas de gestion en régie.

LISTE DES ANNEXES

N° ANNEXE	NOM DU DOCUMENT	TYPE
1	Annexe 1 – Plan des réseaux	DWG
2	Annexe 2 – Plan des réseaux	PDF
3	Annexe 3 – Liste des abonnés et consommations	PDF
4	Annexe 4 – Liste des abonnés et puissances souscrites	PDF
5	Annexe 5 – Inventaire des ouvrages et des biens	PDF
6	Annexe 6 – Prospects réseau de chaleur	PDF
7	Annexe 7 – Prospects réseau de froid	PDF

LISTE DES ILLUSTRATIONS

Figure 1 : Schéma de principe type d'un réseau de chaleur (source ADEME)	6
Figure 2 : Illustration du réseau (source IDEX).....	9
Figure 3 : Secteurs d'aménagement de la ZAC Ile Seguin-Rives de Seine	11
Figure 4 : Plan des réseaux de chaleur et de froid de Boulogne-Billancourt	13
Figure 5 : Schéma de synthèse des réseaux.....	14
Figure 6 : Evolutions de la longueur du réseau et du nombre d'abonnés	15
Figure 7 : Comparatif du mix énergétique 2021 Boulogne-Billancourt / France	17
Figure 8 : Ventes d'énergie par réseau	18
Figure 9 : Contenu CO ₂ des réseaux	19
Figure 10 : Evolutions des performances moyennes annuelles.....	24
Figure 11 : Réseaux de chaleur à proximité.....	30
Figure 12 : Mix énergétique CPCU 2022	30
Figure 13 : Carte des collecteurs d'eaux usées	32
Figure 14 : Cartographie du potentiel géothermie sur nappe (source BRGM).....	33
Figure 15 : Régimes réglementaires géothermie basse température - Source Géothermie Perspectives	35
Figure 16 : Cartographie réglementaire de la Géothermie de Minime Importance (source BRGM)	36
Figure 17 : Exemple de courbe de chauffe au secondaire pour le chauffage (réseau Clichy-Batignolles CPCU).....	38
Figure 18 : Schéma de principe de la densification (source CEREMA).....	39
Figure 19 : Zones de densifications.....	39
Figure 20 : Schéma de principe de l'extension (source CEREMA)	40
Figure 21 : Carte du potentiel de développement - réseau de chaleur.....	41
Figure 22 : Schéma de principe de l'interconnexion (source CEREMA).....	44
Figure 23 : Cartographie scénario 1 - Tendanciel.....	48
Figure 24 : Cartographie Scénario 2 - Equilibré.....	49
Figure 25 : Cartographie Scénario 2 bis - Equilibré avec import de chaleur fatale	50
Figure 26 : Cartographie Scénario 3 - Exploratoire.....	51
Figure 27 : Evolution de la puissance souscrite chaud.....	52
Figure 28 : Evolution de la puissance souscrite froid	52
Figure 29 : Evolution des indicateurs environnementaux	53
Figure 30 : Investissements prévisionnels	54
Figure 31 : Charges d'exploitation prévisionnelles	55
Figure 32 : Cartographie scénario final.....	78
Figure 33 : Cartographie scénario final "avec import de chaleur UVE"	79
Figure 34 : Scénario final - Evolution des ventes de chaleur	80
Figure 35 : Scénario final - Evolution des ventes de froid	81
Figure 36 : Scénario final - Evolution de la puissance souscrite chaud.....	81
Figure 37 : Scénario final - Evolution de la puissance souscrite froid	82
Figure 38 : Scénario final - Evolution de la longueur des réseaux	82

Figure 39 : Scénario final - Evolution du Taux EnR& R et contenu carbone.....83

WWW.INDDIGO.COM

