



Rapport annuel d'activité 2022

Service public du réseau de chaleur urbain



Décembre 2023

DG TERE – ADG Acte

Direction Stratégie et Actions Energétiques

Service Réseaux de Chaleur Urbain

SOMMAIRE

1. INTRODUCTION	5
1.1. LES RESEAUX DE CHALEUR : GENERALITES.....	5
1.2. LES RESEAUX DE CHALEUR : QUELS ENJEUX	6
1.2.1. <i>Un engagement national et local.....</i>	6
1.2.2. <i>Des enjeux environnementaux, mais également économiques et sociaux</i>	6
1.2.3. <i>Le comité des abonnés.....</i>	7
1.3. PRESENTATION SYNTHETIQUE DES RESEAUX EXISTANTS OU NOTIFIES.....	9
1.4. INDICATEURS GLOBAUX.....	13
1.5. LES RESEAUX CLASSES	14
2. HGE - HAUTS-DE-GARONNE ENERGIES (LORMONT/CENON/FLOIRAC)	17
2.1. LES FAITS MARQUANTS DE 2022	18
2.2. RAPPEL.....	18
2.3. BILAN 2022	19
2.3.1. <i>Synthèse contractuelle.....</i>	19
2.3.2. <i>Production de chaleur et mix énergétique</i>	19
2.3.3. <i>Données environnementales.....</i>	20
2.3.4. <i>Travaux</i>	20
2.3.5. <i>Prix de la chaleur.....</i>	21
2.3.6. <i>Distribution de chaleur et commercialisation</i>	23
2.3.7. <i>Qualité du service et relations abonnés.....</i>	23
2.3.8. <i>Bilan social</i>	24
2.4. ANALYSE ECONOMIQUE ET FINANCIERE DE L'EXERCICE 2022 (A COMPLETER A PARTIR DU RAPPORT CONTROLEUR DE GESTION) 25	
2.4.1. <i>Résumé de l'exercice 2022</i>	25
2.4.2. <i>Synthèse.....</i>	26
2.5. PERSPECTIVES	29
3. PGE - PLAINE GARONNE ENERGIES (BRAZZA/BASTIDE-NIEL/GARONNE EIFFEL/BENAUZE/FLOIRAC)	30
3.1. LES FAITS MARQUANTS DE 2022	30
3.2. RAPPEL.....	30
3.2.1. <i>Périmètre Contractuel du réseau</i>	31
3.2.2. <i>Description du projet.....</i>	32
3.3. BILAN 2022	32
3.3.1. <i>Travaux de premier établissement.....</i>	32
3.3.2. <i>Commercialisation du réseau.....</i>	33
3.3.3. <i>Exploitation.....</i>	34
3.3.4. <i>Bilan social</i>	34
3.4. ANALYSE ECONOMIQUE ET FINANCIERE DE L'EXERCICE 2022 (A COMPLETER A PARTIR DU RAPPORT CONTROLEUR DE GESTION) 35	
3.4.1. <i>Résumé de l'exercice 2022</i>	35
3.4.2. <i>Synthèse.....</i>	35
3.5. PERSPECTIVES	39
4. BBE - BORDEAUX BEGLES ENERGIES (SAINT-JEAN BELCIER).....	40
4.1. LES FAITS MARQUANTS DE 2022	40
4.2. RAPPEL.....	41
4.3. BILAN 2022	42
4.3.1. <i>Travaux de premier établissement.....</i>	42
4.3.2. <i>Commercialisation du réseau.....</i>	42
4.3.3. <i>Bilan énergétique du réseau</i>	42
4.3.4. <i>Indicateurs production de chaleur et mix énergétique</i>	43
4.3.5. <i>Bilan social</i>	44
4.4. ANALYSE ECONOMIQUE ET FINANCIERE DE L'EXERCICE 2022	44

4.4.1.	Résumé de l'exercice 2022	44
4.4.2.	Synthèse	45
4.5.	PERSPECTIVES	48
5.	GPE - GRAND PARC ENERGIES (BORDEAUX)	49
5.1.	LES FAITS MARQUANTS DE 2022	49
5.2.	RAPPEL	49
5.2.1.	Caractéristiques du projet	49
5.2.2.	Plan du réseau à terme	50
5.3.	BILAN 2022	50
5.3.1.	Résumé de l'exercice 2022	50
5.3.2.	Bilan social	50
5.4.	PERSPECTIVES	50
6.	MCE - MERIGNAC CENTRE ENERGIES (MERIGNAC)	51
6.1.	LES FAITS MARQUANTS DE 2022	51
6.2.	RAPPEL	51
6.2.1.	Caractéristiques du projet	51
6.2.2.	Périmètre contractuel du réseau	53
6.3.	BILAN 2022	54
6.3.1.	Résumé de l'exercice 2022	54
6.3.2.	Bilan social	54
6.4.	ANALYSE ECONOMIQUE ET FINANCIERE DE L'EXERCICE 2022 (A COMPLETER A PARTIR DU RAPPORT CONTROLEUR DE GESTION)	56
6.4.1.	Synthèse	56
6.5.	PERSPECTIVES	58
7.	LHE - LE HAILLAN ENERGIES (LE HAILLAN/EYSINES)	59
7.1.	LES FAITS MARQUANTS DE 2022	59
7.2.	RAPPEL	59
7.2.1.	Caractéristiques du projet	59
7.2.2.	Périmètre contractuel du réseau	59
7.3.	PERSPECTIVES	60
8.	MKE - MERIADECK ENERGIES (BORDEAUX)	61
8.1.	LES FAITS MARQUANTS DE 2022	61
8.2.	RAPPEL	61
8.2.1.	Le principe technique général du réseau	61
8.2.2.	Schéma de principe de la centrale géothermique de Mériadeck	61
8.2.2.	Le forage géothermique	62
8.3.	BILAN 2022	62
8.3.1.	Production de chaleur et mix énergétique	62
8.3.2.	Distribution de chaleur	62
8.4.	ANALYSE ECONOMIQUE ET CONTRACTUELLE DE L'EXERCICE 2022	62
8.5.	PERSPECTIVES	63
9.	HASTIGNAN (SAINT-MEDARD-EN-JALLES)	63
9.1.	LES FAITS MARQUANTS DE 2022	63
9.2.	RAPPEL	64
9.2.1.	Les équipements	64
9.2.2.	L'organisation du service	64
9.3.	BILAN 2022	64
9.4.	PERSPECTIVES 2023	65
10.	SYNTHESE FINANCIERE DU BUDGET ANNEXE	65
11.	ZOOM SUR LES PROJETS ET ETUDES EN COURS	66

11.1.	RESEAU DE CHALEUR DE BLANQUEFORT	66
11.2.	RESEAU DE CHALEUR BORDEAUX AEROPARC (MERIGNAC)	66
11.3.	RESEAU DE CHALEUR « METROPOLE SUD » (PESSAC/TALENCE/GRADIGNAN)	67
11.4.	RESEAU DE CHALEUR EYSINES/BRUGES/LE BOUSCAT	69
11.5.	LYCEE CHARLES PEGUY D'EYSINES.....	70
12.	ANNEXES ECONOMIQUES ET FINANCIERES	71
12.1.	HGE	71
12.2.	BBE.....	80
12.3.	PGE	94
12.4.	MCE	108
12.5.	ANNEXE – CARTE DES RESEAUX DE CHALEUR EXISTANTS ET EN PROJET	115

1. INTRODUCTION

1.1. Les réseaux de chaleur : généralités

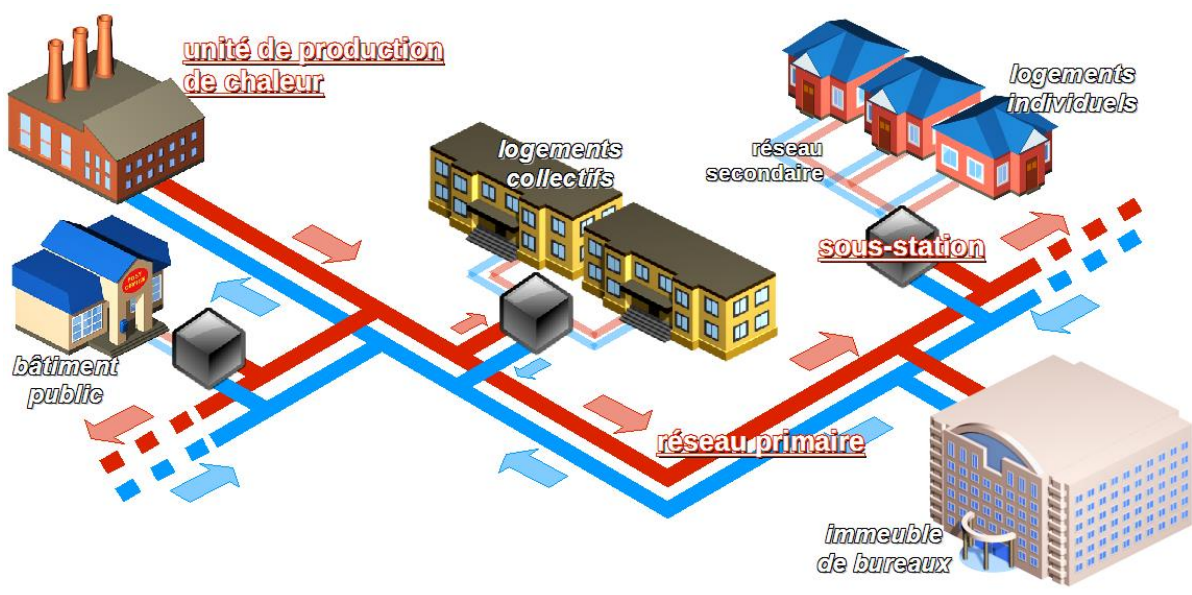
Un réseau de chaleur est un système de distribution de chaleur produite de façon centralisée, permettant de desservir plusieurs bâtiments en chauffage et en eau chaude sanitaire. Il comprend :

- Une ou plusieurs unités de production de chaleur,
- Un réseau de distribution primaire dans lequel la chaleur est transportée sous forme d'eau chaude ou de vapeur,
- Un ensemble de sous-stations d'échange, en pied d'immeubles, à partir desquelles la chaleur est transmise au chauffage central de chaque bâtiments (réseau secondaire).

L'unité de production de chaleur qui peut être, par exemple, une usine d'incinération des ordures ménagères (UOM), une chaufferie alimentée par un combustible (fioul, gaz, bois...), une centrale de géothermie profonde, etc... Généralement, un réseau comporte une unité principale qui fonctionne en continu et une unité d'appoint utilisée en renfort pendant les heures de pointe, ou en remplacement lorsque cela est nécessaire.

Le réseau de distribution primaire composé de canalisations dans lesquelles la chaleur est transportée par un fluide caloporteur (vapeur ou eau chaude). Un circuit aller (rouge) transporte le fluide chaud issu de l'unité de production. Un circuit retour (bleu) ramène le fluide, qui s'est délesté de ses calories au niveau de la sous-station d'échange. Le fluide est alors à nouveau chauffé par la chaufferie centrale, puis renvoyé dans le circuit. Le tracé du réseau vise à assurer une densité thermique (nombre de bâtiments raccordés par kilomètre de conduite posée) aussi élevée que possible, afin de permettre la viabilité économique du réseau (coût d'investissement fortement liée au linéaire de conduite ; recettes liées au nombre d'usagers).

Les sous-stations d'échange, situées en pied d'immeuble, permettent le transfert de chaleur par le biais d'un échangeur entre le réseau de distribution primaire et le réseau de distribution secondaire qui dessert un immeuble ou un petit groupe d'immeubles. Le réseau secondaire ne fait pas partie du réseau de chaleur au sens juridique, car il n'est pas géré par le responsable du réseau de chaleur mais par le responsable de l'immeuble.



1.2. Les réseaux de chaleur : quels enjeux

1.2.1. Un engagement national et local

La loi Energie et Climat a été adoptée le 8 novembre 2019 pour répondre à l'urgence écologique et à l'urgence climatique. Elle fixe l'objectif de neutralité carbone en 2050 ce qui implique de diviser par 6 l'émission des gaz à effet de serre d'ici cette date.

Cette loi comprend 4 axes principaux :

- La sortie progressive des énergies fossiles (réduction de 40%) et le développement des énergies renouvelables (faciliter l'aboutissement des projets photovoltaïques et géothermiques afin d'atteindre 33% d'énergies renouvelables dans le mix énergétique d'ici 2030 ;
- La lutte contre les passoires thermiques ;
- L'instauration de nouveaux outils de pilotage, de gouvernance (création du Haut Conseil pour le Climat) et d'évaluation de la politique climatique avec notamment une loi de programmation quinquennale fixant les grands objectifs énergétiques ;
- La régulation du secteur de l'électricité et du gaz.

Dans le cadre de son Plan Climat Métropolitain adopté le 30 septembre 2022, Bordeaux Métropole s'est engagée à répondre à cet objectif particulièrement ambitieux. En particulier, s'agissant des réseaux de chaleur, l'objectif est de les développer afin de fournir 670 GWh de chaleur en 2028 et 900 GWh en 2050, avec 80% d'énergies renouvelables et de récupération soit 540 GWh d'EnR&R en 2028 et 720 GWh en 2050.

1.2.2. Des enjeux environnementaux, mais également économiques et sociaux

Les réseaux de chaleur alimentés par des énergies renouvelables et de récupération, comme l'a reconnu le Grenelle de l'environnement, répondent pleinement à ces objectifs. Ils permettent à la fois de réduire significativement les émissions de CO₂ responsable et de garantir aux abonnés du service une meilleure maîtrise de leur facture énergétique.

Le transfert de la compétence en matière de création, d'aménagement, d'entretien et de gestion des réseaux de chaleur ou de froid urbains à la Bordeaux Métropole, opéré par la loi de modernisation de l'action publique territoriale et d'affirmation des Métropoles, dite loi Maptam, du 27 janvier 2014, a renforcé son rôle en ce domaine et encourage l'émergence de nouveaux projets de réseaux de chaleur.

Grâce à un vaste ensemble de réseaux et de projets, Bordeaux Métropole s'affirme en tant qu'acteur de la transition énergétique du territoire et s'inscrit dans la trajectoire d'un territoire à énergie positive d'ici 2050 qui suppose de multiplier par 5 la quantité de chaleur délivrée entre 2010 et 2030, avec un taux d'énergie renouvelable et de récupération élevé (80%) du territoire :

- Le réseau des Hauts de Garonne alimenté par une énergie de récupération et de la biomasse sur les communes de Lormont, Cenon et Floirac,
- Le réseau Bordeaux Bègles Energies (Saint-Jean Belcier) alimenté par une énergie de récupération,
- Le réseau Plaine de Garonne Energies alimenté par la géothermie et la biomasse sur les communes de Bordeaux, Cenon, Lormont et Floirac,
- Le réseau Mériadeck alimenté par de la géothermie sur la commune de Bordeaux,
- Le réseau de Saint-Médard-en-Jalles alimenté par de la biomasse,
- Les projets en cours de réalisation sur Mérignac-centre (biomasse), Le Haillan (biomasse) et Bordeaux-Grand parc (géothermie et biomasse),
- Le projet de réseau de chaleur Métropole Sud sur 7 communes (Pessac, Talence, Gradignan, Mérignac, Villenave d'Ornon, Bègles et Bordeaux) dont l'appel d'offres a été publié en avril 2023.

Par ailleurs, Bordeaux Métropole est, depuis plusieurs années, lauréate du label « écoréseau de chaleur » délivré par l'association Amorce.

Ce label distingue les collectivités pour leurs réseaux de chaleur répondant à trois critères :

- Environnemental : une chaleur distribuée issue pour plus de 50% des énergies renouvelables et de récupération,
- Economique : une facture globale de chauffage pour l'utilisateur final inférieure à la solution de référence,
- Social : un lieu de concertation pour rendre compte du fonctionnement de ce service public aux abonnés et aux usagers.

En 2022, les réseaux de chaleur de Mériadeck et de Bordeaux Bègles Energies ont obtenu le label « Ecoréseau + » récompensant pour la première fois les réseaux les plus vertueux (notamment Taux d'ENR&R supérieur ou égal à 80%) et, le réseau de chaleur Hauts de Garonne a reçu le label « Ecoréseau » pour la 8^{ème} fois consécutive.

1.2.3. Le comité des abonnés

Dans ce contexte de développement des réseaux de chaleur, il est apparu indispensable d'associer acteurs, contributeurs, utilisateurs et experts à l'ensemble des projets publics actuels ou en devenir en vue d'optimiser la performance des réseaux présents sur le territoire et de garantir ainsi une qualité de service public optimale au moindre coût.

A ce jour, la gestion de la majorité des réseaux de chaleur publics métropolitains est assurée dans le cadre de délégations de service public, le délégataire étant, de fait, l'interface entre l'abonné, bénéficiaire du service, et l'autorité délégante.

L'objectif était de créer un lien direct entre Bordeaux Métropole et les abonnés des réseaux de chaleur publics afin, d'une part, de leur rendre compte des données liées à la performance ou à l'actualité de leur réseau (rapport annuel d'activité, actualité du contrat, projet de transformation du réseau, travaux en cours ...) et, d'autre part, de partager et d'échanger avec eux sur des thèmes transversaux ou des problématiques spécifiques liés aux réseaux de chaleur (bilan de satisfaction, tarifs, actions de communication, accès aux données, réseaux privés ...).

Par délibération, en date du 22 mars 2019, le Conseil métropolitain a adopté la création du comité des abonnés des réseaux de chaleurs public métropolitains, instance consultative et participative autour d'un espace de dialogue et de concertation. Il est constitué de représentants des abonnés de l'ensemble des réseaux de chaleur publics métropolitains existants ou actuellement à l'état de projet.

Les membres sont amenés à se prononcer sur des projets en rapport avec le réseau auquel ils sont rattachés ou sur des projets transversaux les concernant.

Il est amené à se réunir dans la formation plénière (tous réseaux confondus) notamment lors d'une séance annuelle afin de partager des informations comparées sur l'activité de l'année écoulée, ou pour traiter de sujets transversaux, et dans sa formation restreinte (propre à chaque réseau) pour évoquer l'actualité et les problématiques du réseau.

La première réunion du comité des abonnés a eu lieu le 30 septembre 2019, dans sa formation plénière. La seconde a réuni les abonnés du réseau de chaleur des Hauts de Garonne, le 20 décembre 2019.

Malgré la crise sanitaire, le comité des abonnés s'est également tenu en septembre 2020, à l'occasion de la présentation de l'activité 2019 des réseaux de chaleur (formation plénière), mais également dans sa formation restreinte le 22 septembre 2021, à l'occasion de la présentation du nouveau contrat des Hauts de Garonne attribué en juillet 2020 pour une prise d'effet au 1^{er} janvier 2021. Le 29 septembre 2021 a eu lieu la troisième réunion du comité des abonnés dans sa formation plénière.

En 2022, le comité des abonnés a eu lieu en séance plénière le 28 septembre et dans sa formation restreinte pour les abonnés du réseau Hauts de Garonne Energies le 7 avril 2022.

1.3. Présentation synthétique des réseaux existants ou notifiés

HGE – Hauts-De-Garonne Energies	
 HAUTS DE GARONNE ÉNERGIES  Communes : Lormont, Cenon, Floirac Mise en service : 1967 Attribution : 12/08/2020 Prise effet : 01/01/2021 Réseau Historique	Source de chaleur : Usine de Valorisation Energétique (déchets), biomasse (plaquettes forestières) et gaz Longueur du réseau : 30,7 km Sous-stations livrées : 139 Energie distribuée : 102 GWh Taux d'ENR&R : 84,6 % Tonnes de CO₂ évitées : 23 963 Coût moyen de la chaleur : 103.2 € TTC / MWh Mode de gestion : Délégation de service public – 7 ans – terme : 31/12/2027
PGE - Plaine Garonne Energies	
 PLAINE DE GARONNE ÉNERGIES Communes : Bordeaux, Cenon, Floirac, Lormont Attribution : 09/01/2017 Prise effet : 09/01/2017 Mise en service : 2020 Investissement à terme : 69 M€ HT Réseau en développement	Source de chaleur : Géothermie, biomasse (plaquettes forestières) et gaz Longueur du réseau : 26 km (40 km à terme) Sous-stations livrées : 72 ; 400 à terme Energie distribuée : 23 GWh ; 120 GWh / an à terme Taux d'ENR&R : 86% (67% sans électricité des PAC) Tonnes de CO₂ évitées : 3 328 Coût moyen de la chaleur : 163.96 € TTC / MWh Mode de gestion : Délégation de service public – 30 ans – terme : 08/01/2047

BBE - Bordeaux Bègles Energies



Communes : Bordeaux, Bègles

Attribution : 27/04/2015

Prise effet : 01/07/2015

Mise en service : 2016

Investissement à terme : 32 M€ HT

Réseau en développement

Source de chaleur : Usine de Valorisation Energétique (déchets) et gaz

Longueur réseau : 13,6 km actuellement, 19 km à terme

Sous-stations livrées : 36 actuellement, 164 prévues à termes (18 000 équivalents logements)

Energie distribuée : 17,89 GWh ; 84 GWh à terme

Taux d'ENR&R : 98 %, (92% à terme)

Tonnes de CO2 évitées : 3 766

Coût moyen de la chaleur : 83,4 € TTC / MWh

Mode de gestion : Délégation de service public - 26 ans – terme : 30/06/2041

GPE - Grand Parc Energies



Communes : Bordeaux

Attribution : 25/11/2021

Prise effet : 01/07/2022

Mise en service : 2023-2024

Investissement à terme : 23 M€ HT estimés

Réseau historique en cours de développement

Source de chaleur : Géothermie, biomasse (plaquettes forestières) et gaz

Longueur du réseau : 13 km dont 9 km à créer

Sous-stations livrées : 27 actuellement, 80 à terme (bâtiments communaux ou métropolitains, collèges, lycées, polyclinique Bordeaux Nord, résidences sociales)

Energie distribuée : 22 GWh (50 GWh à terme)

Taux d'ENR&R : 80 %

Tonnes de CO2 évitées : 0 (gaz en 2022), nombre de tonnes à terme (12 800 t/CO2)

Coût moyen de la chaleur : 72,33 € TTC / MWh avec application du bouclier tarifaire

Mode de gestion : Délégation de service public – 25 ans – terme : 01/07/2047

MCE - Mérignac Centre Energies



Communes : Mérignac

Attribution : 25/09/2020

Prise effet : 16/10/2020

Mise en service : 2022

Investissement à terme : 7,8 M€ HT estimés

Réseau en travaux

Source de chaleur : Biomasse (plaquettes forestières) et gaz

Longueur du réseau : 1 km ; 3.8 km à terme

Sous-stations livrées : 1 ; 17 sous-stations prévues à terme

Energie distribuée : 110 MWh ; 19 GWh à terme

Taux d'ENR&R : 0% (chaufferie mobile gaz) ; 80 % visés

Tonnes de CO₂ évitées : 0 ; 3190 tonnes à terme

Coût moyen de la chaleur : non représentatif

Mode de gestion : Délégation de service public – 22 ans – terme : 16/10/2042

LHE - Le Haillan Energies



Communes : Haillan, Eysines

Attribution : 18/08/2022

Mise en service : 2024

Investissement à terme : 6,4 M€ HT estimés

Réseau en phase études

Source de chaleur : Biomasse (plaquettes forestières) et gaz

Longueur du réseau : 0 km ; 4 km à terme

Sous-stations livrées : 0 ; 28 à terme (Future zone d'aménagement concertée (ZAC) Le Haillan-centre (500 logements), bâtiments communaux, serres horticoles)

Energie distribuée : 0 GWh ; 8 GWh à terme

Taux d'ENR&R : 80 %

Tonnes de CO₂ évitées : 1 531 à terme

Coût moyen de la chaleur : 107 € TTC/MWh (évalué en juillet 2022)

Mode de gestion : Régie avec marché global de performance (conception, réalisation, exploitation et maintenance) – 7 ans – terme : 18/08/2029

MKE - Mériadeck Energies



Communes : Bordeaux

Mise en service : 1980

Attribution : 01/07/2021

Réseau Historique à dynamiser

Source de chaleur : Géothermie

Longueur du réseau : 3 km

Sous-stations livrées : 17 (pour 15 abonnés)

Energie distribuée : 5 GWh

Taux d'ENR&R : 100 %

Tonnes de CO2 évitées : 950

Coût moyen de la chaleur : 50,60 € TTC / MWh

Mode de gestion : Régie avec marché d'exploitation (ENGIE) – 5 ans - terme : 30/06/2026

Saint-Médard-en-Jalles Hastignan

Communes : Saint-Médard-en-Jalles

Mise en service : 2007

Attribution : 01/07/2021

Réseau Historique

Source de chaleur : Biomasse (plaquettes forestières) et gaz

Longueur du réseau : 700 m

Sous-stations livrées : 12 (5 bâtiments publics et 7 logements)

Energie distribuée : 1,4 GWh

Taux d'ENR&R : 74%

Tonnes de CO2 évitées : 307

Coût moyen de la chaleur : 112,33 € TTC / MWh

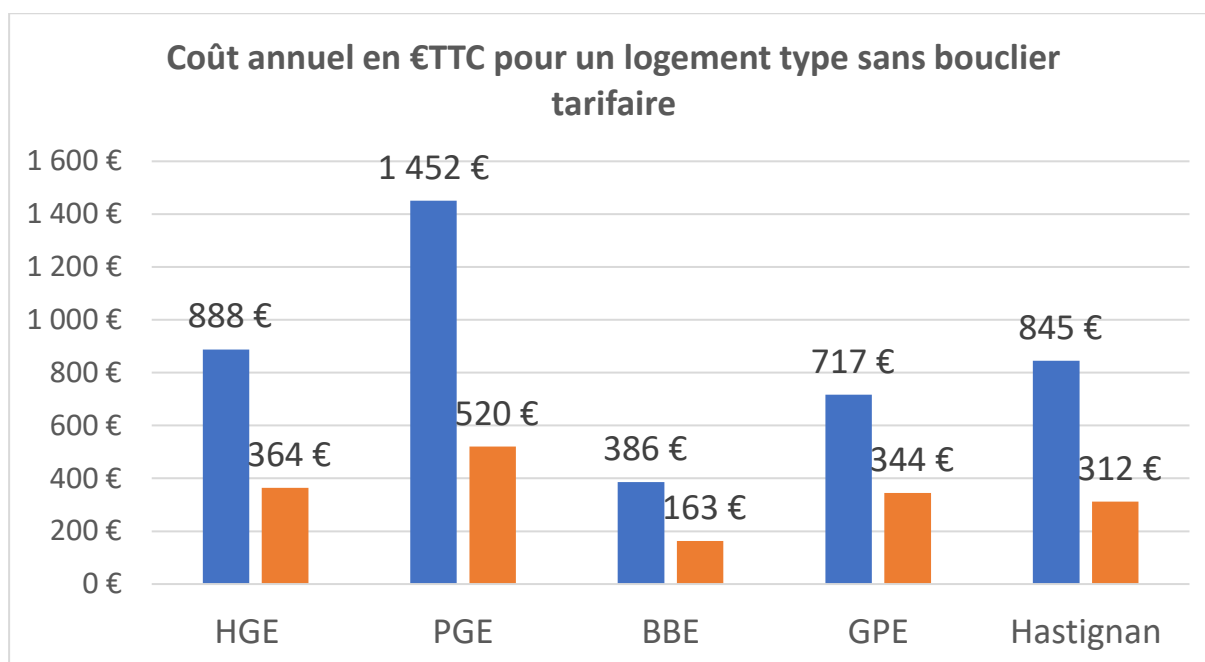
Mode de gestion : Régie avec marché d'exploitation (ENGIE Cofely) – 5 ans – terme : 30/06/2026

1.4. Indicateurs globaux

Production			
Réseaux en service	7		
Chaleur livrée en 2022 (en GWh)	150 GWh dont 130 GWh ENR		
Tonnes de CO2 évitées	32 314 tCO2 évitées (soit 35 355 trajets aller-retour Bordeaux-Montréal en avion)		
Sous-stations raccordées (au 31/12/2022)	248		
Puissance chaufferie installée (MW)	187 MW dont 58 MW ENR		
Longueur de réseau (km au 31/12/2022)	75 km		
Investissements 2022			
Montant total (M€ HT)	33.6 M€		
Puissance supplémentaire installée (MW)	0 MW		
Réseau construit (km)	11,5 km développés 8,7 km rénovés		
Nouvelles sous-stations raccordées	47		
Tarifs moyens TTC	R1 (€TTC/MWh)	R2 (€TTC/kW)	Facture annuelle (€TTC/an) logement type ¹
Hauts de Garonne Energies	59.50	66	888
Plaine de Garonne Energies	112.00	68.89	1452
Bordeaux Bègles Energies	55.48	24.89	386
Grand Parc Energies	38.14 ²	79.20	717
Mériadeck Energies	0.61 €TTC/m3	1 198 €TTC/m3/h/an	SO
Saint-Médard-en-Jalles Hastignan	63,44	44,66	845

¹ Logement de 70 m², ratio de consommations Chauffage et Eau Chaude Sanitaire de 150 kWh/m² et puissance souscrite de 4 kW sans application du bouclier tarifaire.

² R1 prenant en compte le bouclier tarifaire mis en place par le délégataire pour compenser la part gaz.



Le coût du logement type ne prend pas en compte le bouclier tarifaire. Celui-ci a permis une baisse moyenne du tarif entre 10 et 15%.

1.5. Les réseaux classés

L'objectif du classement est de créer une obligation de raccordement au réseau, dans certaines zones de desserte prioritaires (à l'intérieur de la zone desservie par le réseau). Selon l'article L712-3 du code de l'énergie, « Toute installation d'un bâtiment neuf ou faisant l'objet de travaux de rénovation importants, qu'il s'agisse d'installations industrielles ou d'installations de chauffage de locaux, de climatisation ou de production d'eau chaude excédant un niveau de puissance de 30 kilowatts, doit être raccordé au réseau concerné. Cette obligation de raccordement ne fait pas obstacle à l'utilisation d'installations de secours ou de complément. »

Les conditions du classement d'un réseau sont les suivantes :

- Réseau alimenté à plus de 50% par une énergie renouvelable ou de récupération,
- Comptage des quantités d'énergie livrées par point de livraison,
- Equilibre financier de l'opération pendant la période d'amortissement des installations.

C'est dans ce contexte que la Métropole, compétente en la matière, souhaite procéder au classement des réseaux de chaleur.

Le classement des réseaux Hauts-de-Garonne Energies, Bordeaux Bègles Energies et Plaine de Garonne Energies a été prononcé par délibération du conseil métropolitain de Bordeaux Métropole après avoir recueilli l'avis de la CCSPL conformément aux dispositions du décret n°2012-394 du 23 mars 2012 et l'arrêté du 22 décembre 2012.

Cette décision illustre la volonté de Bordeaux Métropole de rechercher des solutions devant permettre d'assurer une production d'énergie vertueuse, tant d'un point de vue environnemental qu'économique.

Bordeaux Métropole a choisi le classement de ces réseaux pour faciliter également la commercialisation :

- Sécurise la faisabilité des projets neufs,
- Maximise la quantité d'EnR distribuée,
- Facilite le montage financier

Et pour renverser la charge de la preuve : ce n'est plus au gestionnaire du réseau de convaincre les abonnés potentiels mais aux abonnés potentiels réticents de convaincre que le réseau n'est pas la meilleure solution pour eux.

Ainsi Hauts de Garonne Energies dispose d'un périmètre de classement constitué de 7 zones de développement prioritaire.

Pour Bordeaux Bègles Energies, l'ensemble du périmètre de la délégation est concerné par le classement (zone d'aménagement concertée Saint-Jean Belcier, Bordeaux Sainte Croix, Amédée Saint Germain et Bègles Garonne).

Plaine de Garonne Energies au cours de l'année 2017, a commercialisé le réseau projeté et affiné la conception du projet tant en termes d'équipements de production qu'en termes de développement du réseau. Il en a résulté une extension du périmètre de classement initialement sur Braza et Bastide Niel aux quartiers dénommés Garonne-Eiffel, La Benaugue, Lissandre, Floirac centre et Coeur de Bastide.

Cependant, afin de préserver les intérêts des usagers dans le cas où le réseau de chaleur ne constituerait pas une solution adaptée à leurs besoins, un dispositif de dérogation à l'obligation de raccordement instaurée sur les périmètres de développement prioritaire est prévu, notamment lorsque les performances tarifaires du réseau ne sont pas jugées suffisantes.

Les conditions de dérogation sont les suivantes :

- Le bâtiment est alimenté à plus de 50% en EnR&R,
- Les caractéristiques techniques de la demande ne peuvent être satisfaites par le réseau (température du fluide, ...)
- Le délai de raccordement ne permet la satisfaction des besoins,
- Le prix de la chaleur du réseau ne peut être satisfaisant pour les usagers.

L'article L712-5 du code de l'énergie prévoit une amende de 300 000€ en cas de non-respect de l'obligation de raccordement.

Le décret n° 2022-666 du 26 avril 2022 relatif au classement des réseaux de chaleur et de froid remplace le décret n°2012-394 du 23 mars 2012. Il a pour objet de réviser la procédure de classement d'un réseau de chaleur ou de froid et contribue à la réalisation des engagements, notamment européens, de la France en matière de développement des énergies renouvelables et de lutte contre les émissions de gaz à effet de serre.

Il vise à encourager le développement des réseaux de chaleur ou de froid alimentés par des énergies renouvelables ou de récupération, telles que la biomasse, le solaire thermique, la géothermie ou la récupération de l'énergie fatale. Il vient modifier les dispositions réglementaires du code de l'énergie pour tenir compte de la principale évolution législative qui prévoit le classement des réseaux relevant de la définition du service public industriel et commercial et respectant les critères de l'article L. 712-1 du code de l'énergie, en l'absence de délibération de non-classement de la collectivité ou du groupement de collectivités compétent. Ce décret modifie également la partie réglementaire du code l'urbanisme afin de tirer les conséquences du classement des réseaux de chaleur. Il crée une nouvelle disposition du règlement national d'urbanisme, applicable sur l'ensemble du territoire et dite d'ordre public, permettant de refuser une autorisation d'urbanisme ou de l'assortir de prescriptions lorsque le projet ne respecte pas les obligations de raccordement à un réseau de chaleur ou de froid auxquels il est soumis en application du code de l'énergie.

Le classement est prononcé pour une durée qui ne peut excéder trente ans.

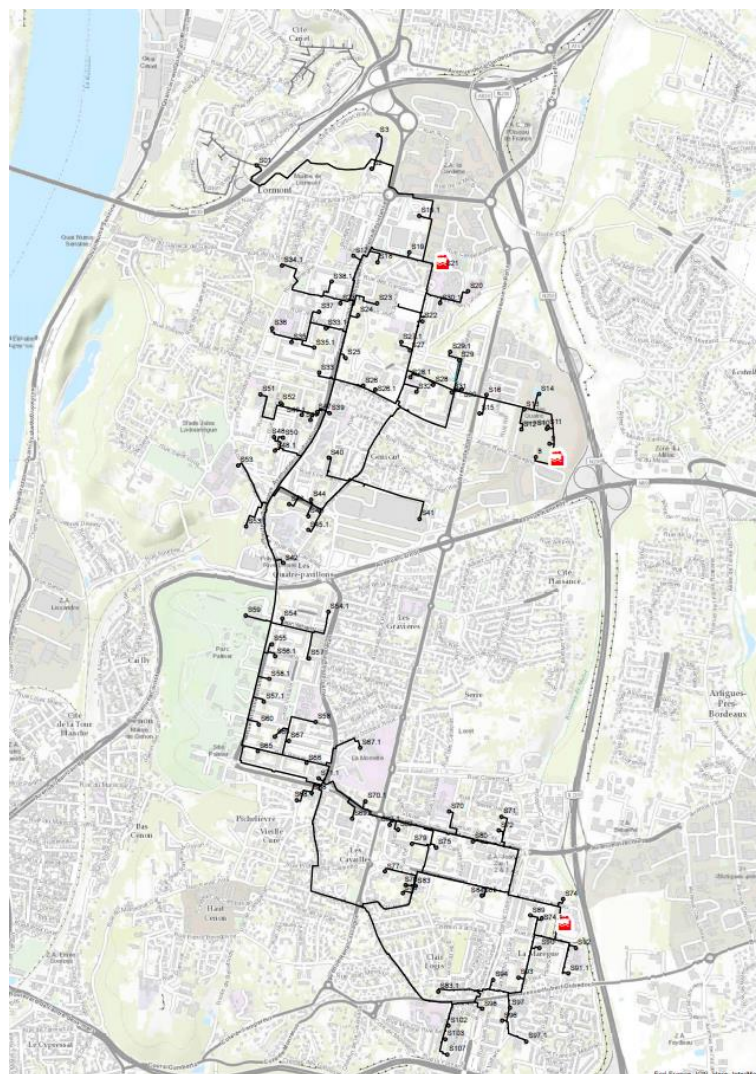
L'arrêté du 23 décembre 2022 actualise la liste des réseaux affectés au service public de distribution de chaleur et de froid, officiellement "classés". L'effectif passe de 550 à 636 des réseaux. Mériadeck, Bordeaux Bègles Energies et Hauts de Garonne Energies font désormais partie de cette liste.

Le classement du réseau Plaine de Garonne Energies a été acté par la délibération n°2018-463 du 6 juillet 2018.

Le 1er janvier 2022, Bordeaux Métropole ouvrait aux particuliers et professionnels son guichet numérique de dépôt des autorisations d'urbanisme (permis de construire, déclaration préalable, etc.). Dorénavant, les pétitionnaires qui le souhaitent peuvent déposer l'intégralité de leurs dossiers en ligne.

Le référencement des pièces en numérique rend la consultation des dossiers et la vérification des documents bien plus rapide. Les zones de développement prioritaires du classement du réseau sont intégrées dans l'outil de dématérialisation des autorisations d'urbanisme UrbaSmart et l'avis du service réseau de chaleur urbain sollicité pour toute demande de permis de construire.

2. HGE - HAUTS-DE-GARONNE ENERGIES (LORMONT/CENON/FLOIRAC)



Communes : Bordeaux, Cenon, Floirac, Lormont

Mise en service : 1967

Investissement à terme : 30 M€ HT (date de valeur mars 2020)

Source de chaleur : Usine d'incinération, cogénération, chaufferie biomasse et chaufferies d'appoint secours au gaz

Longueur du réseau : 30,7 km

Sous-stations livrées : 139 (14 000 équivalents logements)

Chaleur livrée : 102 GWh

Taux d'ENR&R : 84,6 %

Quantité d'ENR livrée : 86 GWh

Coût moyen de la chaleur : 103,2 € TTC / MWh

2.1. Les faits marquants de 2022

L'année 2022 est marquée par une poursuite du programme conséquent de travaux de renouvellement et de développement du réseau de chaleur qui s'échelonne de 2021 à 2023.

Le rythme des travaux de rénovation s'est accéléré, permettant de rattraper le retard pris en 2021. Par voie de conséquence, les fuites d'eau sont de moins en moins nombreuses limitant significativement les appoints d'eau, et le rendement thermique du réseau s'améliore avec la mise en place de canalisations pré-isolées là où l'ancien réseau était recouvert d'un calorifuge peu performant.

La réalisation d'un maillage entre Cenon et Lormont permet de réalimenter le réseau quasiment en tout point, et notamment d'intervenir sur l'artère principale tout en garantissant la fourniture de chaleur aux abonnés à partir des centrales de production de Cenon et de Lormont sans recours à des chaufferies mobiles au fioul.

Cette optimisation hydraulique augmente ainsi le taux d'énergie renouvelable du réseau qui dépasse sensiblement le niveau attendu en 2022.

La qualité de service est également en nette amélioration avec un taux et un nombre de coupure en forte baisse, malgré les très nombreuses coupures de tronçons nécessaires au renouvellement du réseau.

Le développement du réseau s'est accéléré en 2022 avec une quinzaine de nouveaux abonnés et des prévisions de nouveaux raccordements qui s'intensifient.

La concession se fragilise sur le plan économique, avec des travaux qui présentent des surcoûts très importants. Un bilan devra être engagé dès 2023 pour identifier les causes de ces dérives.

Le tarif de la chaleur a subi une augmentation moyenne de 31% par rapport au tarif de 2021, essentiellement due aux envolées du cours du gaz lié au contexte géopolitique mondial (guerre en Ukraine). Cette augmentation reste toutefois contenue du fait d'un mécanisme de révision du tarif indexé à 15% seulement sur le cours du gaz (PEG). Cette augmentation tarifaire ne tient pas compte du bouclier tarifaire dont ont bénéficié plus de 80% des abonnés.

2.2. Rappel

Le réseau de chaleur des Hauts de Garonne a été construit à partir de la fin des années soixante à l'occasion de la création des zones à urbaniser en priorité (ZUP) sur les communes de Cenon, Lormont et Floirac. Il est un élément du modèle urbanistique qui prévalait à cette période.

En 1967, la première sous-station du réseau de chaleur des Hauts de Garonne est desservie, sur la commune de Cenon. Au fil des ans le réseau s'étend aux communes voisines. La mise en service de la première sous-station sur la commune de Lormont a lieu en 1970, celle de la première sous-station sur la commune de Floirac en 1972.

En 1985, le réseau de chaleur des Hauts de Garonne est raccordé à l'usine d'incinération des ordures ménagères (UIOM), construite sur le site de la chaufferie principale au 1, rue Jean Cocteau à Cenon. Le fuel lourd, en tant qu'énergie de base servant à alimenter le réseau, est ainsi remplacé par une énergie de récupération en provenance des fours de l'UIOM.

En 2009, le réseau de chaleur des Hauts de Garonne, vieillissant et sujet à de fréquentes coupures, est en partie rénové (changement de toutes les sous-stations des abonnés, remplacement des chaudières ...) et passe à un fonctionnement en basse température (- de 110 C°).

A partir de 2021, le réseau fait l'objet d'un renouvellement de l'ensemble de ses tronçons historiques, un maillage entre le nord et le sud est créé pour consolider la continuité de service et de nouvelles branches de réseau se développent pour desservir de nouveaux abonnés.

2.3. Bilan 2022

2.3.1. Synthèse contractuelle

L'année 2022 a fait l'objet d'un troisième avenant pour répondre à des évolutions réglementaires.

Cet avenant n°3 au contrat en date du 27 juillet 2022 a eu pour objet la transcription de la loi n°2021-1109 confortant le respect des principes de la République. Le concessionnaire est tenu d'assurer l'égalité des usagers devant le service public et de veiller au respect des principes de laïcité et de neutralité du service public

2.3.2. Production de chaleur et mix énergétique

Equipements de production	Quantité	Puissance thermique (MW)	Production 2022 (MWh)	Mixité réelle
Echangeurs de récupération de chaleur sur l'usine d'incinération	1	25	93786	77,1%
Cogénération de Cenon	1	9,4	9 018 MWh th + 6 179 MWh élec	7,4 %
Chaudière gaz de Cenon	2	38,4	3 215	2,6 %
Chaudière gaz des Akènes	1	10	159	0,1 %
Chaudière gaz de Lormont	2	20	5 438	4,4 %
Chaudière biomasse des Akènes	1	6	9448	7,7 %
Cogénération de Carriet	1	3	0	0
Chaudières mobiles au fioul			297	0,2 %
Total		111,8	122 044	100 %

- Evolution de la chaleur totale produite par rapport à 2021 : - 13 %
- Evolution de la rigueur climatique par rapport à 2021 : -16 %
- Chaleur livrée en sous-station : 102 028 MWh (-10% par rapport à 2021) ;
- Pertes de distribution : 16,4 % (19% en 2021)

2.3.3. Données environnementales

	Données	Evolution par rapport à 2021
Taux ENR	84,6 %	+ 7,8% (78,5%)
Contenu CO2	37,7 gCO ₂ / kWh	-10 % (42 gCO ₂ / kWh)
Tonnes de CO2 évitées	23 963 t	- 10% (26 452 t)
Consommation d'eau d'appoint	13 070 m ³	- 68% (41 450 m ³)

Le taux d'ENR correspond uniquement à la part de bois et de chaleur de récupération de l'UVE ; il ne comprend pas la part de biogaz utilisée pour la cogénération. En comptabilisant le biogaz, le taux d'ENR atteint 92% en 2022.

Avec les travaux de renouvellement du réseau, les fuites ont fortement régressé mais dépassent toutefois le seuil contractuel de 7 000 m³. On observe une légère tendance à l'amélioration du rendement du réseau, passant de 81,2 % à 83,6% ; l'engagement d'atteindre 86% de rendement à l'issue des travaux de rénovation du réseau reste à confirmer.

2.3.4. Travaux

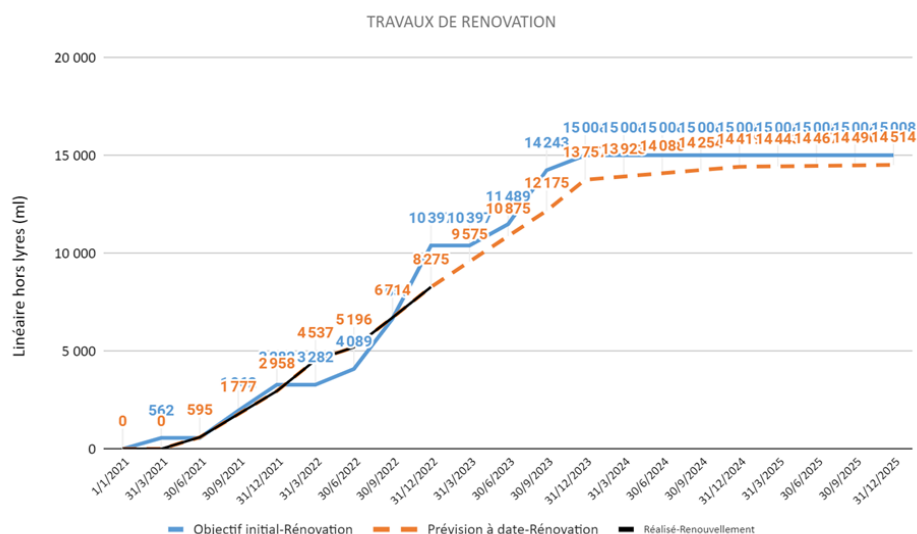
➤ Travaux de premier établissement :

Pour cette première année d'exécution du contrat, le délégataire a réalisé le renouvellement de 5 746 ml de réseau, soit un cumul de 8 713 ml depuis le début du contrat.

Le rythme s'est largement accentué pour cette deuxième année de travaux, mais le volume de travaux reste légèrement en deçà de l'objectif contractuel fixé à 10 944 ml à fin 2022.

Ce linéaire correspond à un avancement global de 57 % des travaux de rénovation. Quelques adaptations de travaux ont été apportées par rapport à la planification initiale, pour tenir compte :

- de l'état de vétusté plus ou moins critique de chaque tronçon ;
- des problématiques de continuité de service pendant les travaux ;
- des mesures circulatoires, à savoir la délivrance des arrêtés qui assurent effectivement la fluidité de la circulation
- des projets de rénovation urbaine en cours sur le périmètre de la DSP (Plan de Rénovation Urbaine Palmer-Saraillère notamment).



Courbe d'avancement des travaux de rénovation prévisionnels / réalisés

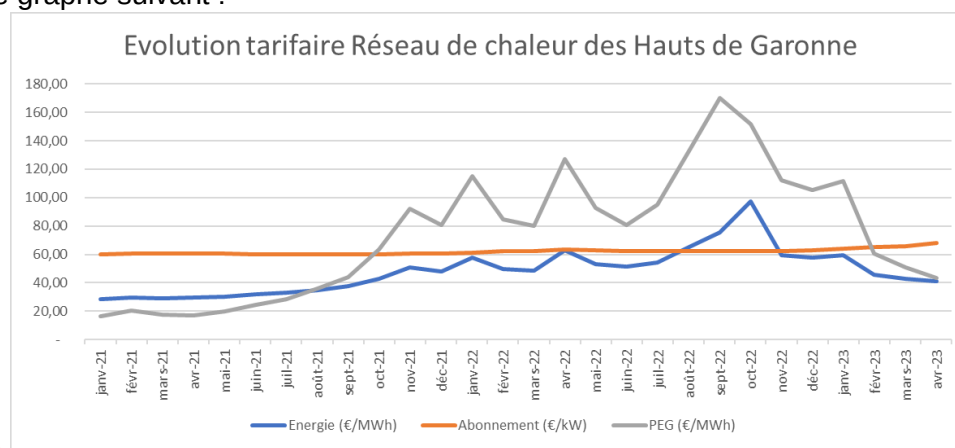
En 2022, le développement du réseau de chaleur s'est réalisé à hauteur de 4 133 ml, pour une puissance souscrite cumulée supplémentaire de 3370 kW (15 sous-stations). Les faits marquants liés aux secteurs de développement sont :

- Mise en route du maillage principal en juillet 2022. Ce maillage permet d'améliorer la continuité de service du réseau et de préparer les développements futurs de la zone Camille Pelletan.
- Développement du réseau dans le quartier Beausite, jusqu'à la résidence Clairsienne. Il s'agit du développement le plus important de bâtiments existants.

2.3.5. Prix de la chaleur

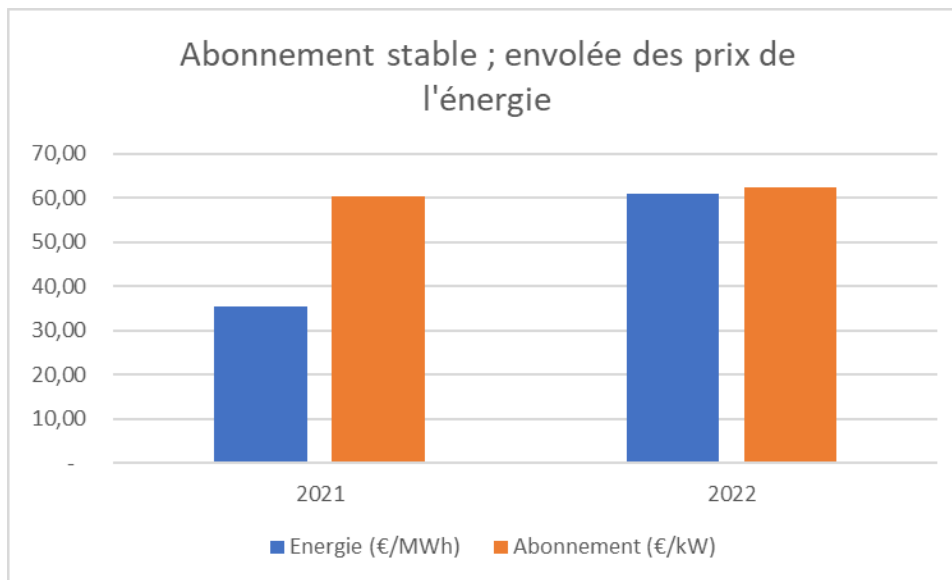
	2021	2022	Variation
R1	35,51 € HT/MWh	56,4 € HT/MWh	+ 58,8%
R2	60,29 € HT/kW	62,4 € HT/kW	+3,5%
Coût moyen HT	74,7 € HT/MWh	97,8 € HT/MWh	+31 %
Coût moyen TTC	78,8 € TTC/MWh	103,2 € TTC/MWh	+31 %

Bien que la composante "Energie" (R1) du tarif ne soit indexée qu'à hauteur de 15% sur le cours du gaz, l'envolée du prix du gaz a eu des répercussions importantes sur le tarif, comme le montre le graphe suivant :



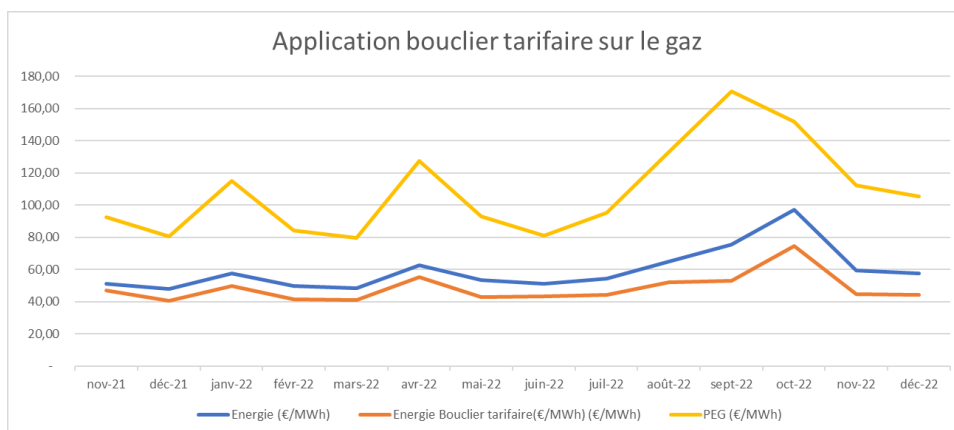
En définitive, le tarif complet de la chaleur, composé en moyenne de 50% de coût d'abonnement et de 50% lié à la consommation d'énergie, se voit augmenter en moyenne de 31%, bénéficiant d'une relative stabilité au regard du prix du gaz qui a oscillé entre 80 et 170 €/MWh sur la même période.

La part "abonnement" est plutôt stable avec une augmentation de 3,5% en 2022, et une augmentation cumulée depuis 2019 de 5%.



HGE a assuré la gestion du bouclier tarifaire, dispositif mis en œuvre par l'état pour geler une partie de l'augmentation du prix du gaz. Environ 80% des abonnés du réseau des Hauts de Garonne ont bénéficié d'une baisse moyenne de 11% du prix du MWh, correspondant une redistribution d'environ 500 k€ entre les bénéficiaires (abonnés résidentiels, Ehpad, foyers, ...).

Le montant de la composante "Energie" du tarif après application du bouclier tarifaire est révisé chaque mois et est représenté par la courbe orange dans le graphe suivant :



2.3.6. Distribution de chaleur et commercialisation

Paramètre	Données 2022	2021
Nombre d'abonnés au 31/12/2022	139	130
Nombre de raccordements en 2022	12	3 nouveaux raccordements 3 dé raccordements suite à démolition ou réhabilitation
Principales données sur les abonnés	7 abonnés couvrent 71 sous-stations sur 139 2 collectivités (villes de Cenon et Lormont), 3 bailleurs sociaux (Aquitanis, Domofrance et Mésolia) et 2 syndics (Foncia, Rivière) 11 sous-stations consomment plus de 2 GWh soit 27 % de la consommation totale du réseau (8 résidences sociales, 2 copropriétés et 1 établissement hospitalier)	8 abonnés couvrent 70 sous-stations sur 130 2 collectivités (villes de Cenon et Lormont), 3 bailleurs sociaux (Aquitanis, Domofrance et Mésolia) et 3 syndics (Agences Foncia, Aquigestion et Rivière) 14 sous-stations consomment plus de 2 GWh soit 35% de la consommation totale du réseau (11 résidences sociales, 2 copropriétés et 1 établissement hospitalier)
Chaleur livrée en sous-station Chaleur livrée corrigée du climat	102 GWh 67 MWh/DJU	114 GWh 62,9 MWh/DJU
Rigueur climatique 2022	1 523 DJU (- 16 % par rapport à 2021)	1 810 DJU
Coût moyen annuel pour un logement moyen (70 m²)	364 € /an pour un logement RT 2012 888 €/ an pour un logement des années 1970 rénové (+ 36% par rapport à 2021)	295 € /an pour un logement RT 2012 650 €/ an pour un logement des années 1970 rénové

2.3.7. Qualité du service et relations abonnés

Les interruptions de service diminuent considérablement en 2022, reflétant une baisse des coupures locales ou générales d'alimentation, qui sont provoquées par des fuites sur les parties non encore rénovées du réseau. 11 fuites ont fait l'objet de réparation curative en 2022, elles étaient au nombre de 26 en 2021.

Cette amélioration se traduit dans les indicateurs de qualité de service suivants :

- Taux d'interruption pondéré (cumul des heures de pannes pondérées en fonction de la taille de l'abonné) : 0,08 %, soit une division par 2 par rapport à 2021. L'objectif d'avoir un taux inférieur à 0,1% en 2022 est atteint.
- Taux d'interruption local : 8 abonnés ont dépassé le seuil maximal correspondant à un cumul de panne supérieur à 35h en 2022. Une attention doit être portée sur ces interruptions locales encore fréquentes.

Le portail client avec un accès individualisé pour chaque abonné est pleinement opérationnel en 2002 : 98% des demandes d'intervention sont émises par les abonnés via le portail client, permettant un reporting rigoureux de l'activité de dépannage.

Le mise à niveau des automates de télécommunication permet également d'obtenir la courbe d'appel de puissance en temps réel pour chaque sous-station. Certaines améliorations sont encore attendues ; toutefois, la quasi-intégralité des abonnés peut visualiser, depuis le portail client, la puissance maximale atteinte en sous-station sur l'année 2022.

Le délégataire a poursuivi ses nombreuses actions de communication et de relation commerciales. Il a réalisé sa première enquête de satisfaction ; cependant, face à un taux de réponse très bas (seuls 8 abonnés ont participé), les résultats ne sont pas considérés comme représentatifs.

L'été 2022 a été marquée par une cyber attaque de grande ampleur subie par Idex. Si cette attaque a causé quelques indisponibilités (retard de facturation, site internet indisponible du 29 juin au 10 septembre 2022), aucune donnée n'a été perdue ou volée aux bornes de la concession.

Bordeaux Métropole a organisé un comité des abonnés dédié au réseau de chaleur des Hauts de Garonne en plus du comité plénier qui concerne l'ensemble des réseaux.

Pour la 8^{ème} année consécutive, le réseau de chaleur des Hauts de Garonne a obtenu le label Ecoréseau délivré par l'association Amorce, pour ses performances environnementales, économiques et sociales.

2.3.8. Bilan social

HGE s'est engagé dans le cadre du contrat à 6 720 h d'insertion sur toute la durée des travaux de 1^{er} établissement, soit 5 ans, et à 1 500 h d'insertion par an sur toute la durée du contrat en phase exploitation.

Les actions d'insertions ont été menées avec le PLIE des Hauts de Garonne, ce qui a notamment permis le recrutement d'un alternant. Les données de ce chapitre ont été fournies par le PLIE des Hauts de Garonne.

La liste des contrats pour l'année 2022 est la suivante :

Ci-dessous l'état d'avancement au 31/12/2022 :



Heures d'insertion réalisées du 01/01/2022 au 31/12/2022

Opération : DSP Réseau de chaleur des Hauts de Garonne

Famille d'opération : Service

Nature d'opération : Service

Etat : En cours

Maitre d'ouvrage : BORDEAUX METROPOLE

Num Marché Clause	Marché Clause	Adjudicataire	Début	Fin	Heures réalisées en 2022	dont heures de formation en 2022
2021 BM	Exploitation réseau de chaleur	HAUTS DE GARONNE ENERGIES	01/01/2021	31/12/2027	1 824,00	560
2021 BM	Travaux réseau de chaleur	HAUTS DE GARONNE ENERGIES	01/01/2021	31/12/2027	5 280,50	579
					7104,50	1139

Opération : DSP Réseau de chaleur des Hauts de Garonne

Famille d'opération : Service

Nature d'opération : Service

Etat : En cours

Maître d'ouvrage : BORDEAUX METROPOLE

Num Marché Clause	Marché Clause	Adjudicataire	Début	Fin	Heures prévues	Heures réalisées sur la période	dont heures de formation sur la période	Heures Restantes	Dépassement d'heures	% Heures Réalisées / Prévues
2021 BM	Exploitation réseau de chaleur	HAUTS DE GARONNE ENERGIES	01/01/2021	31/12/2027	10 500,00	2 532,00	560	7 968,00	0,00	24,11%
2021 BM	Travaux réseau de chaleur	HAUTS DE GARONNE ENERGIES	01/01/2021	31/12/2027	6 720,00	7 046,75	754	0,00	326,75	104,86%
TOTAL					17 220,00	9578,75	1314	7 641,25	0,00	55,63%

Les heures d'insertion réalisées dans le cadre des travaux ont déjà dépassé l'objectif fixé pour le contrat.

Sur la partie exploitation, le temps de recrutement du premier alternant (6 mois) a permis de rattraper partiellement le retard pris. Le retard sera comblé fin 2023.

Il est à noter la réussite de l'insertion de cet alternant puisque HGE lui a proposé un emploi à l'issue de sa formation. Il fait aujourd'hui partie des effectifs.

2.4. Analyse économique et financière de l'exercice 2022 (à compléter à partir du rapport contrôleur de gestion)

2.4.1. Résumé de l'exercice 2022

Le contrat de réseau de chaleur des Hauts de Garonne a été renouvelé, pour une durée de 7 ans, à compter du 1er janvier 2021. La société dédiée Hauts de Garonne énergies - HGE (67% Idex territoires et 33% Mixéner) a pour objectif de rénover le réseau historique (1967) entre 2021 et 2023 et de le développer jusqu'à fin 2025. Ce réseau, adossé à l'usine d'incinération de Cenon, produit de l'énergie renouvelable (chauffage et eau chaude sanitaire – ECS) pour l'équivalent de 20 000 logements. Dynamisé par la reprise d'activité en lien notamment avec la forte demande électrique, ce deuxième exercice dépasse le prévisionnel en termes de résultat financier. Ces derniers sont positifs et bénéficient d'une bonne gestion opérationnelle du délégataire. Ainsi le taux d'énergie renouvelable et de récupération (ENR&R) atteint 85% contre une moyenne nationale établie autour de 63% (source SNCU et FEDENE 2019).

2.4.2. Synthèse

Procédure	Instruction 2023	Contradictoire
Arrêtés des comptes 2022	• 31 mars réception du projet de compte rendu annuel (CRA) du délégataire et de certains éléments financiers (retard 15 jours) • 31 mars : envoi de la liste de documents à communiquer pour complétude	• Du 6 avril au 4 juillet complétude des éléments financiers et questions / réponses • 14 avril retour de BM sur le CRA • 19 juin communication des versions définitives des comptes et du CRA • 7 août envoi par BM du rapport à HGE pour contradictoire

❖ Éléments du contexte national et métropolitain

Soutenu par les pouvoirs publics, les infrastructures de réseaux de chaleur continuent leur progression en amont, le contexte de sobriété énergétique et le recul des mises en chantier de logements en aval

L'activité est fortement concentrée entre les mains du duopole Dalkia/Engie qui exploitaient au niveau national (2020) 66% du parc, leurs principaux rivaux sont Véolia, Idex et Coriance. Le chiffre d'affaires du secteur est conditionné par le recul des constructions de logements collectifs, la revalorisation tarifaire sera affectée par le prolongement du bouclier tarifaire et le plafonnement des prix de l'énergie (Xerfi 2022).

La loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte (LTECV) de 2015 a fixé comme objectif de multiplication par 5 d'ici 2030 les livraisons de réseaux de chaleur, par rapport à 2012. Selon le Syndicat national de chauffage urbain (SNCU) c'est 22,2 TWh en 2021 qui sont atteints. L'objectif légal à atteindre est de 39,5 TWh d'ici 2030. Les orientations du plan énergétique de Bordeaux Métropole ont fixé un objectif ambitieux à 750 GWh en 2030 et 900 à l'horizon 2050. Grâce à un vaste ensemble de réseaux et de projets, Bordeaux Métropole s'affirme en tant qu'acteur de la transition énergétique du territoire et s'inscrit dans la trajectoire d'un territoire à énergie positive d'ici 2050 qui suppose de multiplier par 5 la quantité de chaleur délivrée entre 2010 et 2030, avec un taux d'énergie renouvelable et de récupération élevé (80%) du territoire. En 2022, c'est 150 GWh d'énergie livrée par les réseaux de chaleur métropolitains.

❖ Fiche d'identité synthétique

FICHE D'IDENTITÉ SYNTHÉTIQUE			
Titulaire	Société dédiée Hauts de Garonne Énergies (HGE) - groupe Idex Mixener		
Statut	SAS au capital de 3,708 M€ détenu par Idex à 66% et Mixener à 34%		
Président	M. Pierre Flandrois (Idex)		
Directeur Général	M. Hubert Desliens (Idex)		
Objet	Conception, financement et exploitation d'un réseau de chaleur reposant sur la récupération de chaleur de l'unité de valorisation de Cenon et commercialisation de la chaleur		
Périmètre Géographique et fonctionnel	Production, transport et distribution de chaleur sur le périmètre de la DSP Rive Droite – communes de Cenon, Floirac et Lormont		
Durée	Du 01/01/2021 au 31/12/2027 (7 ans)		
Données financières réalisées : en K€	<i>2021 à 2022</i>	<i>Moyenne/an</i>	<i>2022</i>
produits d'exploitation	24 031	12 016	13 342
charges d'exploitation	17 515	8 758	9 164
Excédent brut d'exploitation	6 516	3 258	4 179
Résultat Courant avant impôt	4 992	2 496	2 814
Résultat Net	3 687	1 843	2 086
Données de gestion réalisées : en T ou MWh	<i>2022 (réel)</i>		<i>2022 (prévisionnel)</i>
GWh vendus (consommation)	102,9		133,2
MW souscrits (puissance)	73,1		73,4
cumul longueur réseau rénové (en km)	8,7		10,9
Financements des investissements	42,9% capacité d'autofinancement dont 5,4% de droits de raccordement ; 14,3% subvention des financeurs ADEME et FEDER pour le développement du réseau ; 35,7% financement groupe par apport en capital social et prêt ; indemnité de fin de contrat 7,1%		
Equilibre économique	Facturation de la chaleur et eau chaude (R1 et R2) + droits de raccordement pour couvrir les charges		
Points de vigilance	- Une consommation d'eau plus forte que le prévisionnel en raison des fuites persistantes tant que la rénovation du réseau n'est pas complète. - Retard voire dérapage de la commercialisation sur le développement du réseau. Le stock de bâtiments existants sur ce projet limite le risque contrairement aux réseaux dépendants des aménageurs. - Un ratio d'indépendance financière en retrait en 2022 en lien avec la mobilisation d'emprunts en année pleine sur 2022. - Les subventions allouées par le FEDER sur la rénovation pourraient être largement inférieures à ce que HGE a prévu (5,4 M€) dans son business plan. Risque pris par le délégataire à 100% dans le contrat (art. 69.3).		

❖ L'essentiel ...

L'un des enjeux du contrat de ce réseau est de renouveler la majeure partie des tuyaux posés en 1967 causant des fuites et des interruptions de service. L'autre enjeu consiste à le développer sur les bâtiments existants ou sur les futurs projets immobiliers.

Le planning général des travaux contractuel prévoit à fin 2027 que 15,8 km de réseau soient renouvelés et qu'à terme 16,4 GW de puissance soient développés, ce qui correspond à 6,7 km de linéaire de réseau. Pour les développements, l'engagement se traduit par une puissance de raccordement et non un linéaire de réseau.

À fin 2022 (en cumul), c'est environ 80% du réseau (8 713 ml / 10 944 ml) qui est rénové au regard de la prévision initiale. Le différentiel porte sur 2 233 ml non posés à fin 2022. La conduite des travaux est plus linéaire que prévue afin de limiter les chantiers simultanés qui gênent les riverains.

Quant au développement du réseau, en cumulé à fin 2022, ce sont 3,6 GW de puissance souscrite correspondant à 5 626 ml de réseau déployés et 1582 MWh de consommation, soit 12% de l'objectif à fin 2024 (1 582 / 13 011 KWh).

Les freins à la planification initiale sont la vétusté réelle plus critique de prévue, le maintien de la continuité de service pendant les travaux, les contraintes de circulation et les projets de rénovation urbaine en cours. HGE a réadapté la planification en fonction des besoins. Par ailleurs, pour la rénovation, certains reports de tracés ont dû être effectués pour abandon de desserte jugée inopportune au regard de l'évolution du réseau. HGE palliera les abandons par des développements non prévus initialement ce qui tendrait à porter les linéaires développés entre 9 et 12 km plutôt que 6,7 km initialement envisagés, ces derniers correspondant à une fourchette de 18 à 24 GW de puissance souscrite soit 27 992 MWh de consommation. Le maillage principal permettant l'amélioration de la continuité de service a été mis en route en juillet 2022.

Le volume d'eau annuel en appoint journalier continue à fortement diminuer en 2022 pour s'établir autour d'une consommation de 13 000 m³, ce qui reste toutefois au-dessus de la valeur cible contractuelle fixée à 7 000 m³.

Les moyens mis en œuvre pour concrétiser le planning de travaux consistent en une enveloppe globale d'investissement qui, au terme du contrat, atteindra 28,8 M€ dont 18,6 M€ dédiés à la rénovation. A fin 2022 c'est 20,4 M€ qui devaient être investis, dans les faits 23,1 M€ l'ont été.

Financièrement, l'activité 2022 est en forte progression. Elle a généré 13 M€ de produits d'exploitation (+18% Vs 2021) : avec 10 M€ de vente de chaleur, 2,4 M€ de vente d'électricité (43 jours d'appel de cogénération) et 0,6 M€ de droits de raccordement. Ce sont 102 GWh de chaleur livrée à 77% par l'unité de valorisation énergétique avec un taux d'ENR de 85% (moyenne nationale autour de 63%) et 12 nouvelles sous stations mises en service (2,9 GW). Le résultat net dégagé en 2022 correspond à un gain de 2M€ pour 1,8 attendus au plan d'affaires (+15%).

Concernant le contexte économique :

- l'envolée des prix de l'énergie depuis fin 2021 s'est réduite sur 2023, mais reste toutefois à surveiller pour les abonnés (actuels et futurs). Toutefois, cette forte croissance des prix du gaz et de l'électricité devrait faciliter la contractualisation avec les prospects identifiés ;
- la hausse des coûts de la construction et la pénurie de certaines matières premières auraient entraîné selon le délégataire un surcoût non encore chiffré (courrier de juin 2022). Des discussions avec le délégataire sont prévues à compter du deuxième semestre 2023, une fois les investissements de rénovation bien aboutis, afin de faire le point sur cette première phase du contrat, ainsi que sur de potentiels projets de développement du réseau.

Les résultats s'inscrivent en forte progression en 2022, le taux de marge nette s'établit à 21% (+2 points par rapport à l'exercice précédent), légèrement en dessous du prévisionnel (22,6%).

Par ailleurs, la conclusion d'un avenant est passé au conseil de juin 2023 afin d'acter du devenir de la cogénération au-delà de décembre 2023.

❖ Risques identifiés

Nature du risque	Détail du risque	Montant
Avenant pour surcoût des travaux de rénovation - imprévision	Hausse des coûts des matières premières	À chiffrer – 30% estimés par HGE
Équilibre du contrat (économie générale)	Décalage commercialisation des développements (retards des aménageurs) Vs le plan d'affaires	À chiffrer

2.5. Perspectives

L'année 2023 sera marquée par la poursuite, et le quasi-achèvement des travaux de renouvellement du réseau de chaleur, ainsi que la poursuite de son développement.

Le contrat d'obligation d'achat de l'électricité issue de la cogénération de Cenon arrivant à terme en décembre 2023, le devenir de la cogénération devra être décidé et acté. La poursuite de la cogénération sera envisagée sous réserve qu'elle ne porte atteinte ni au bilan économique ni aux performances environnementales du réseau de chaleur.

La dérive des coûts d'investissement liée à l'imprévision fera l'objet d'une analyse technico-économique et des discussions seront engagées entre l'autorité délégante et le délégataire afin de revoir l'équilibre économique du contrat.

3. PGE - PLAINE GARONNE ENERGIES (BRAZZA/BASTIDE-NIEL/GARONNE EIFFEL/BENAUGE/FLOIRAC)

3.1. Les faits marquants de 2022

La géothermie a été mise en service au mois de mars 2022 permettant ainsi la livraison d'une chaleur renouvelable et décarbonée et le déclenchement de la nouvelle phase tarifaire du réseau de chaleur.

Les travaux de la chaufferie biomasse ont démarré en novembre 2022. La mise en service de cette chaufferie est prévue fin 2023. Cette chaufferie permettra de compléter la géothermie pour atteindre une couverture EnR de plus de 80% à terme.

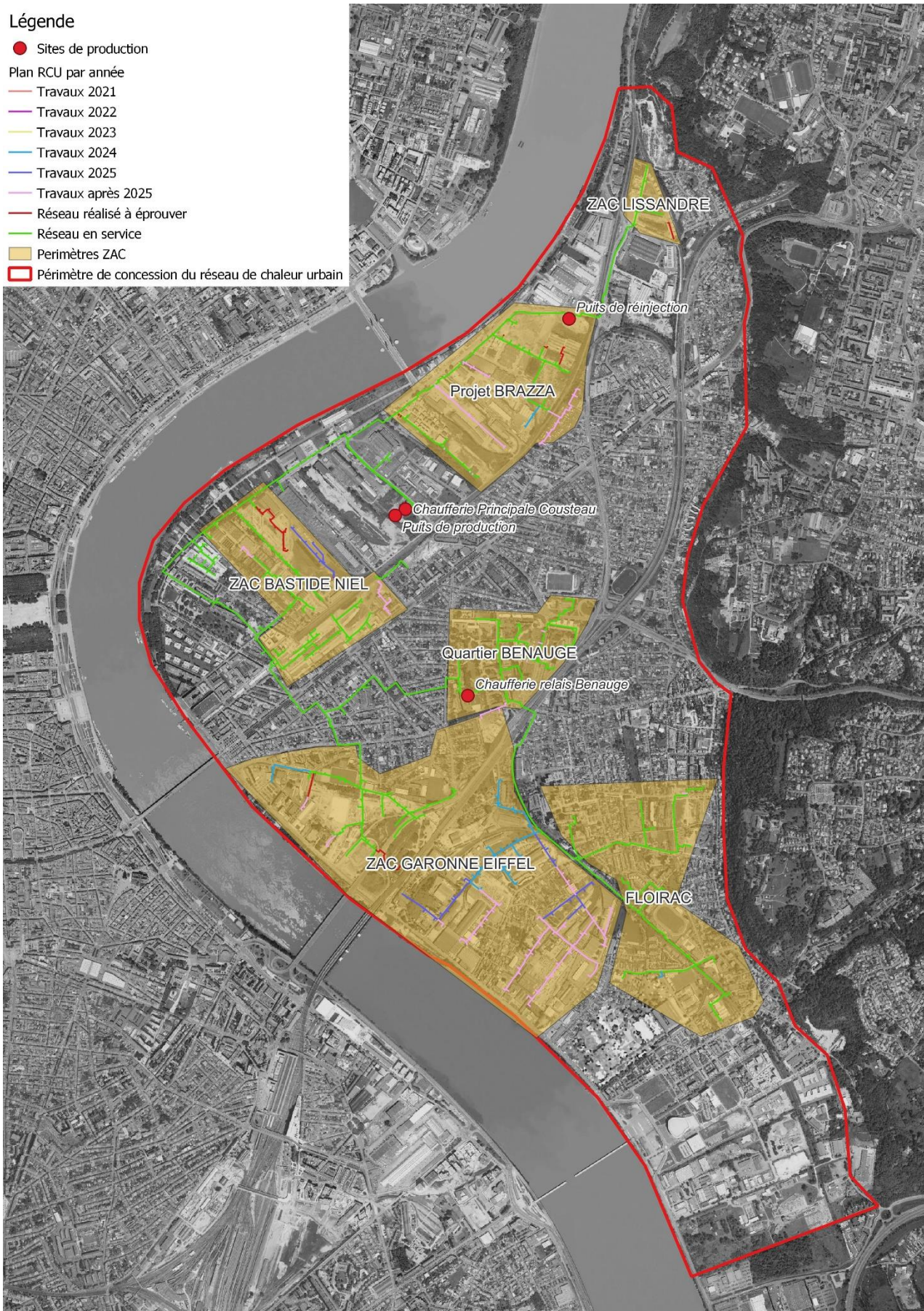
Le prix d'achat de l'électricité a fortement augmenté (X3) suite à la souscription du nouveau contrat de fourniture d'électricité. Cependant le dispositif du bouclier tarifaire mis en place par l'Etat a permis de contenir l'augmentation du prix de la chaleur pour les abonnés en logements collectifs.

Un avenant (N°2) a été signé le 1^{er} aout 2022 actant les obligations du délégataire en matière de respect des principes de la République.

3.2. Rappel

Par délibération n°2014/0566 en date du 26 septembre 2014, le Conseil communautaire a approuvé la création d'un réseau de chaleur desservant les quartiers de la Plaine de Garonne et la gestion du service en délégation de service public.

3.2.1. Périmètre Contractuel du réseau



Le périmètre de la délégation est composé des territoires situés entre la Garonne et les pieds de coteaux, sur les communes de Bordeaux, Lormont et Floirac.

Il comprend notamment les périmètres des projets urbains :

- Brazza
- Bastide Niel
- Garonne Eiffel
- ZAC des quais
- Benauges

Le contrat de délégation de service public a été attribué au groupement Engie Cofély – Storengy par décision du Conseil métropolitain du 16 décembre 2016, pour une durée de 30 ans avec prise d'effet le 9 janvier 2017. C'est par l'intermédiaire de la société dédiée « Plaine de Garonne Energies » (PGE), que le service public du même nom est mis en place.

L'avenant n°1 au contrat signé le 21 juillet 2021 a eu notamment pour objet d'abandonner l'option réseau de froid et de substituer la société Plaine de Garonne Energies dans les droits et obligations de la société Engie Energie Services, liés à l'exécution du contrat.

3.2.2. Description du projet

Le projet repose principalement sur la géothermie et comprend l'exploration de la ressource présumée présente à l'horizon jurassique, soit 1 600 m de profondeur. L'eau y est présente à une température de 70° C environ. Seule l'exploration in situ pouvait permettre de statuer sur les débits réels, les possibilités de réinjection et les caractéristiques physico chimiques de l'eau. Le contrat de DSP prévoyait donc des hypothèses sur ces points, des conditions de réussite partielle voire des conditions d'échec et, le cas échéant, de repli sur une autre solution.

Pour rappel, les travaux du forage de production réalisés en 2019 avaient montré que cette ressource n'était pas présente. En conséquence, un repli avait été engagé au Crétacé, c'est-à-dire à environ 900 mètres de profondeur avec une eau à 45°. Cette ressource est d'ores et déjà utilisée avec succès par plusieurs forages dans l'agglomération. Là aussi, des pompes à chaleur ont été mises en place, mais compte tenu de la puissance disponible moins importante, les installations seront complétées par une chaufferie biomasse (7,5 MW en 2023), pour maintenir un taux satisfaisant d'énergie renouvelable (plus de 80%) quand les besoins de chaleur seront plus importants avec la livraison des projets immobiliers.

La mise en service du réseau a eu lieu fin 2020. Plus largement, le déploiement du réseau est phasé dans le temps jusqu'en 2035 environ et selon l'avancement des projets urbains desservis.

3.3. Bilan 2022

3.3.1. Travaux de premier établissement

Les travaux de l'année 2022 ont consisté à la réalisation des opérations suivantes :

- Travaux de liaison sous la trémie piétonne Benauges,
- Fin des essais de la géothermie et mise en service en mars 2022,
- Poursuite de la pose du réseau de chaleur sous voirie à Floirac, et dans la ZAC Bastide-Niel, Garonne-Eiffel et Brazza,
- Démarrage des travaux de la chaufferie biomasse en novembre 2022,
- Raccordement de 21 nouvelles sous-stations alimentées par le réseau de chaleur

Le tableau ci-après présente les montants cumulés d'investissements associés à chaque catégorie de travaux de premier établissement depuis l'origine du projet :

Catégorie de travaux	Montant	Prévisionnel
Doublet géothermique	13 319 251	14 639 514
Centrale géothermique	6 505 513	5 958 403
Chaufferie	4 790 917	3 842 169
Réseau et sous-stations	23 300 381	25 496 692
Études et maîtrise d'œuvre	10 920 806	9 682 749
Total	58 836 868	59 619 527

3.3.2. Commercialisation du réseau

Plaine de Garonne Energies a mis en place une structure commerciale dédiée à la prospection et à la commercialisation des polices d'abonnement, constituée d'un ingénieur commercial. Un ingénieur d'exploitation, assisté d'une étudiante en alternance lui est associé pour le volet technique des relations avec les promoteurs, gestionnaires et abonnés existants.

Le réseau de chaleur est classé avec obligation de raccordement pour les projets neufs et les bâtiments existants faisant l'objet de rénovations importantes dans les zones de développement prioritaires. Ces zones ont été étendues lors de la modification du classement effectuée en juillet 2018 par Bordeaux Métropole.

33 polices d'abonnement ont été signées en 2022 pour un total cumulé de 84 et environ 24 MW de puissance souscrite.

Plus largement, 12 demandes de raccordement ont été signées en 2022 pour un total cumulé de 133 depuis l'origine du projet et une puissance totale de raccordement de 41 MW.

Enfin, 12 permis de construire ont été analysés dans le cadre du classement et de l'obligation de raccordement.

Ces chiffres témoignent d'une montée en puissance très progressive du projet. Les projets urbains desservis (Brazza, Bastide Niel et Garonne Eiffel) se développent à un rythme beaucoup moins rapide que ce qui était annoncé à l'origine du contrat de concession. A noter que la baisse d'activité liée à la crise sanitaire et la révision post élection municipale de certains dossiers ont pesé sur la dynamique des projets. C'est le dynamisme du volet commercial de la concession vis-à-vis des bâtiments existants ou d'autres projets immobiliers qui porte aujourd'hui le développement de la concession. Cependant ce dynamisme ne permet plus de compenser le manque important de recettes, conséquence du retard de livraison des projets neufs. Le tableau ci-après représente le décalage des raccordements par rapport à ce qui a été prévu dans l'avenant n°1 :

Décalage raccordement Puissance (kW)	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Puissance initiale 2017 DSP	10 200	17 572	22 430			
Puissance initiale Avenant 1				13 924	39 183	61 926
Puissance « seuil » basse Avenant 1					11 344	30 852
Évolutions à date <i>(au 1^{er} janvier de chaque année)</i>	475	591	1 073	10 145	12 406	20 064

Les prévisions de puissance pour l'année 2023 indiquent que le « seuil bas » de l'avenant n°1 ne sera pas atteint. Il devra donc être envisagé, comme cela est prévu dans l'avenant, la négociation d'un nouvel avenant en 2024.

➤ **Perspectives commerciales :**

Les demandes de la Ville de Floirac mais également les prévisions de développement urbain de Bordeaux Métropole incitent à étudier le potentiel de la ZAC des Quais (Floirac). Sur cette ZAC la prospection est réalisée sur les bâtiments neufs comme sur les bâtiments existants avec des visites technico-commerciales de la part des équipes de PGE.

Sur Bastide-Niel, suite à l'engagement des clients de la rue Motelay, l'extension sera réalisée en 2023 avec l'objectif de mise en service pour la saison de chauffe 2023/2024.

Sur Souys-Nord, l'aménagement de la zone et ses travaux commenceront en 2023, et les engagements / prospections sont en cours et se poursuivront en 2023.

3.3.3. Exploitation

Fin 2022, ce sont 21 abonnés qui ont pu être raccordés au réseau de chaleur. La mise en service de la géothermie a été réalisée en mars 2022.

Le réseau de chaleur a fonctionné au gaz naturel sur les mois de janvier et février 2022 avec une part majoritaire de biométhane. Une quantité de chaleur provenant de la géothermie a également été produite dans le cadre d'essais. La cogénération a fonctionné de manière significative en 2022 : 35 jours d'appel prononcés par EDF OA (Offre d'Achat) sur les mois de janvier, février, mars et décembre 2022 contre 22 en 2021.

La proportion de biométhane sur la chaufferie mobile Bord'ha, la chaufferie mobile Mayaudon et la chaufferie centrale Grands Moulins est de 55%.

Le taux de couverture EnR est de 86% sur l'année 2022 (67% sans l'électricité des Pompes à Chaleur). 3 328 tonnes de CO₂ ont été évitées.

La quantité de chaleur livrée en 2022 s'élève à 23 704 MWh pour un prix moyen de 163,96 € TTC / MWh.

3.3.4. Bilan social

PGE s'est engagé dans l'article 59 du contrat à affecter 25% des heures travaillées sur la durée du contrat à du personnel en insertion. Cet engagement se traduit par un nombre d'insertion correspondant à 68 060 heures, soit 25% de la part de main d'œuvre sur la durée du contrat avec un minimum de 15% de la part de main d'œuvre par an, correspondant au nombre d'heures défini à l'annexe 17 du contrat.

Sur l'année 2022, un volume total de **2 209 heures d'insertion** est à constater, en dessous de l'objectif. La non-atteinte de l'objectif est liée à la typologie de travaux réalisés en 2022. Les travaux sur les moyens de production (électrique, PAC) demandent des qualifications particulières pour lesquelles des contrats d'insertion ne sont pas adaptés.

3.4. Analyse économique et financière de l'exercice 2022 (à compléter à partir du rapport contrôleur de gestion)

3.4.1. Résumé de l'exercice 2022

Le contrat de réseau de chaleur sur la plaine rive droite a pris effet à compter de 2017, pour une durée de 30 ans. La société Plaine de Garonne énergies – PGE (Engie 67% et Storengy 33%) a pour objectif de développer le réseau rive droite sur les projets urbains de Brazza Bastide Niel, Thiers Benauges et Garonne Eiffel. La production de l'énergie renouvelable (chauffage et eau chaude sanitaire – ECS) provient de la géothermie. Bien que celle-ci ait été mise en service à l'hiver 2022, c'est dans un contexte de retard des programmes d'aménagement que l'activité progresse insuffisamment pour dégager du résultat. Par mesure de prudence, le délégataire anticipe une dégradation de la rentabilité future et pratique une provision pour dépréciation de ses actifs immobilisés à hauteur de 7 M€.

3.4.2. Synthèse

Procédure	Instruction 2023	Contradictoire
Arrêtés des comptes 2022	• 7 avril réception du projet de compte rendu annuel (CRA) du délégataire et de certains éléments financiers (retard 7 jours) • 15 juin : rappel des documents financiers à communiquer • 13 juillet relance sur documents non reçus • 11 août échange questions financières	• 2 mai retour de BM sur le CRA • du 15 juin au 14 septembre complétude des éléments financiers et questions / réponses • 25/09 envoi par BM du rapport à PGE pour contradictoire

Éléments du contexte national et métropolitain

Soutenu par les pouvoirs publics, les infrastructures de réseaux de chaleur continuent leur progression en amont, le contexte de sobriété énergétique et le recul des mises en chantier de logements en aval

L'activité est fortement concentrée entre les mains du duopole Dalkia/Engie qui exploitaient au niveau national (2020) 66% du parc, leurs principaux rivaux sont Véolia, Idex et Coriance. Le chiffre d'affaires du secteur est conditionné par le recul des constructions de logements collectifs, la revalorisation tarifaire sera affectée par le prolongement du bouclier tarifaire et le plafonnement des prix de l'énergie (Xerfi 2022).

La loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte (LTECV) de 2015 a fixé comme objectif de multiplication par 5 d'ici 2030 les livraisons de réseaux de chaleur, par rapport à 2012. Selon le Syndicat national de chauffage urbain (SNCU) c'est 22,2 TWh en 2021 qui sont atteints. L'objectif légal à atteindre est de 39,5 TWh d'ici 2030. Les orientations du plan énergétique de Bordeaux Métropole ont fixé un objectif ambitieux à 750 GWh en 2030 et 900 à l'horizon 2050. Grâce à un vaste ensemble de réseaux et de projets, Bordeaux Métropole s'affirme en tant qu'acteur de la transition énergétique du territoire et s'inscrit dans la trajectoire d'un territoire à énergie positive d'ici 2050 qui suppose de multiplier par 5 la quantité de chaleur délivrée entre 2010 et 2030, avec un taux d'énergie renouvelable et de récupération élevé (80%) du territoire. En 2022, c'est 150 GWh d'énergie livrée par les réseaux de chaleur métropolitains.

Fiche d'identité synthétique

FICHE D'IDENTITÉ SYNTHÉTIQUE			
Titulaire	Société dédiée Plaine de Garonne Énergies (PGE) - Engie/Storengy		
Statut	SAS au capital de 8 913 K€ détenu par Engie à 67% et Storengy à 33%		
Président	M. Albert Perez (20-09-2020)		
directeur général délégué	Acun - délégation de signature octroyée à M. Patrick Lalanne (directeur régional délégué)		
Objet	Conception, financement et exploitation d'un réseau de chaleur reposant sur la géothermie et commercialisation de la chaleur		
Périmètre Géographique et fonctionnel	Production, transport et distribution d'énergie calorifique sur le périmètre de la DSP Rive Droite – Projet urbain Brazza, Bastide Niel, Thiers Benauges et Garonne-Eiffel		
Durée	Du 09/01/2017 au 08/01/2047 (30 ans)		
Données financières réalisées : en K€	2018 à 2022	Moyenne/an	2022
produits d'exploitation	8 788	4 394	5 692
charges d'exploitation	11 691	5 845	4 496
Excédent brut d'exploitation	-2 903	-1 451	1 196
Résultat Courant avant impôt	-5 727	-2 864	-1 528
Résultat Net	-11 968	-5 984	-1 054
Données de gestion réalisées : en T ou MWh	2022 (réel)	2030 (prévisionnel)	atteinte du prévisionnel à fin 2022
GWh vendus (consommation)	45,9	129,4	35%
MW souscrits (puissance)	17,7	88,1	20%
longueur réseau (en km) posé/ mis en service	25,7 / 24,8	38,1	67%
Financements des investissements	37% subvention des financeurs ADEME et FEDER ; 32% de droits de raccordement ; 31% financement groupe par apport en capital social et prêt		
Equilibre économique	Facturation de la chaleur et eau chaude (R1 et R2) + droits de raccordement pour couvrir les charges		
Points de vigilance	- retard de déploiement des projets urbains par l'EPA qui engendre une commercialisation critique du réseau. Cette délégation porte principalement sur des logements neufs. - rentabilité de l'actif fortement dégradée d'où constitution d'une provision pour dépréciation de l'actif		

L'essentiel ... en raison d'une programmation des aménagements retardée, la prévision initiale n'est pas atteinte et l'activité reste insuffisante et le résultat déficitaire

Ce contrat en date de 2017 pour une durée de 30 ans a pour objectif la mise en place d'un réseau de chaleur sur la zone géographique en devenir de la plaine rive droite. L'étude menée en 2014 préconisait l'usage de la géothermie au moyen d'un double forage à l'aquifère des calcaires à filaments (jurassique 1700m de profondeur). C'est au crétacé (800 m de profondeur) qu'il sera finalement réalisé après échec au jurassique en 2019.

Ce réseau à terme s'étendra sur 25 km portés par avenant 1 à 38 km selon les évolutions du programme de travaux. En effet, le décalage temporel des projets urbains est compensé financièrement en partie par l'extension du réseau. La chaleur délivrée à terme a été également modifiée passant de 98 GWh à 129 GWh.

La liaison entre les puits de production (exhaure) et de réinjection ainsi que le lancement des essais de la géothermie ont eu lieu sur le dernier trimestre 2021 pour une mise en service en mars 2022. Les travaux de construction de la chaufferie biomasse ont démarré en novembre 2022. Cette chaufferie complémentaire a pour but d'améliorer le taux d'énergie renouvelable. Le taux d'ENR est de 82% en moyenne sur la durée du contrat (avenant 1) dont 70% issue de la géothermie, 12% électricité verte). Ainsi, 84% de l'ensemble de l'outil de production (chaufferies, doublet géothermique, réseau, ...) a été réalisé par PGE (58 M€ sur 68,7 M€ prévu à l'avenant 1). Toutefois les débouchés commerciaux sont moindres qu'escomptés. Seule la montée en puissance du réseau avec l'atteinte d'un nombre d'abonnés critique permettra d'amortir les coûts fixes et générer du résultat.

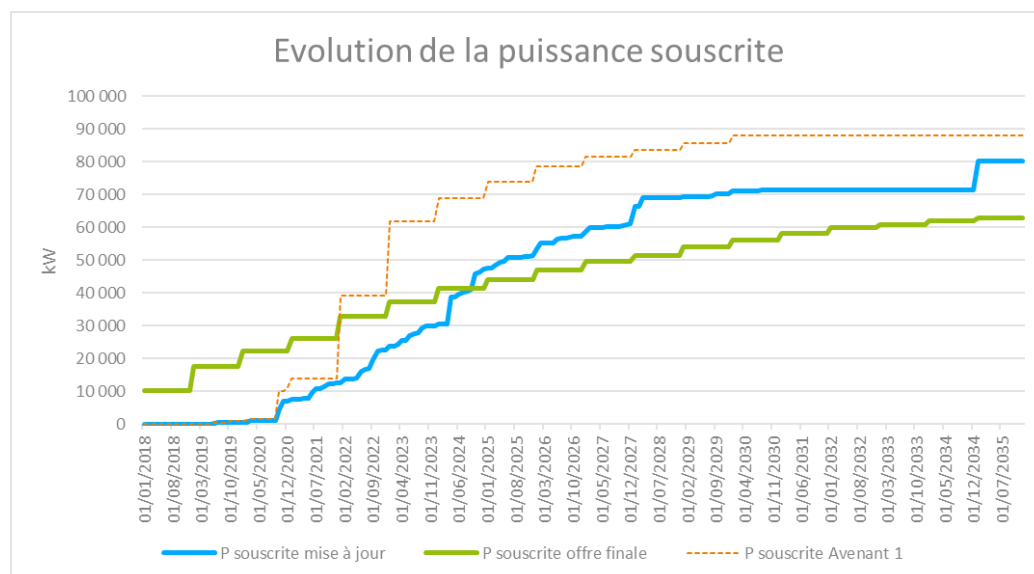
Le chiffre d'affaires poursuit une évolution ascendante mais insuffisante en cumulé (8,8 M€) pour couvrir les charges (11,7 M€). La hausse de chiffre d'affaires sur 2022 résulte plus d'un effet prix (hausse du gaz) que d'un effet volume. L'activité de vente de chaleur en 2022 affiche un léger regain pour venir se caler sur la prévision de l'année. C'est la première fois que le chiffre d'affaires permet de couvrir les charges (excédent +1,2 M€).

À fin 2022, l'activité demeure non rentable et le résultat net (-1 M€) bien qu'il s'améliore (-10 M€ en 2021) est négatif. Le déficit cumulé (11,9 M€) est creusé par la constatation d'une charge exceptionnelle (7 M€) qui est constituée par prudence au regard de la valeur des actifs. En effet, ceux-ci sont conséquents (58 M€) et ne génèrent pas encore le retour sur investissements (Return on Assets – ROA est négatif à hauteur de 2%). De même, le retour sur la rentabilité des capitaux propres (Return on Equity – ROE est très négative à hauteur de 15%) n'est pas atteint.

La sécurisation financière de PGE tient au soutien d'Engie énergie services. Elle consiste en un prêt sur 20 ans de 13,4 M€ pour le financement des travaux de premier établissement, et l'abondement régulier du compte courant (convention de trésorerie) qui est à fin 2022 à hauteur de 25,8 M€. Ainsi la dette de PGE vis-à-vis du groupe s'élève à 38 M€.

Les causes de non atteinte de la rentabilité et du déficit accentué, sont liées au décalage des aménagements, qui bien que recalés dans l'avenant 1 ne reflètent pas le rythme de déploiement des projets. Les raccordements dépendent de la programmation immobilière et de la temporalité de mise en service de ceux-ci. La fluctuation de ces paramètres est de l'ordre de 15 à 20 ans. Un garde-fou existe dans le mécanisme de réexamen du contrat dans l'hypothèse d'un impact significatif lié au décalage de volume de puissance souscrite.

Ce retard se mesure par le niveau de puissance souscrite qui est fixée à fin 2022 à 39 GW et qui atteint en réel 17,7 GW, comme en atteste le graphique élaboré par le délégataire ci-dessous (mise à jour avril 2023).



Le planning des projets urbains desservi est le premier facteur de risque de cette concession basée majoritairement sur le développement de projet et dans une moindre mesure sur le raccordement de bâtiments existants. Tant que les raccordements, générateurs de chiffre d'affaires, ne sont pas effectifs, les investissements massifs (58 M€) effectués ne peuvent être rentabilisés. Le seuil de rentabilité pourrait être atteint en 2025.

Le retard pris (6 ans par rapport à la programmation initiale des projets neufs) a peu de chance d'être rattrapé au vu de l'évolution des programmes d'aménagement. L'avenant 1 (prise en compte d'une extension sur les bâtiments existants en plus du neuf) prévoit un seuil de puissances souscrites (bas et haut) qui détermine la revoyure dès 2024 et tous les 3 ans si les puissances souscrites sont en deçà du minimum. Le minimum contractuel des puissances à fin 2022 est fixé à 11,344 MW.

Le tarif moyen de la chaleur pour 2022 avant la prise en compte des écritures comptables de fin d'année (cut-off) et avant bouclier tarifaire s'élève à 155,41 €HT/MWh contre 62,5 € HT/MWh au plan d'affaires soit +148%. Par ailleurs le tarif en 2022 a augmenté de 54% vs 2021. Cette hausse exponentielle de tarif résulte essentiellement du R1 (la part consommation), qui représente 70% du tarif. Une tarification par phase de développement réel du réseau s'applique dans ce contrat. Tant que la géothermie n'est pas mise en service c'est le gaz qui est prépondérant (55% biogaz et 45% gaz). Le tarif du gaz a été en moyenne de 127 €/Mwh. Ce n'est qu'en mars 2022 que la tarification des consommations (R1) bénéficie d'une pondération favorable composée de 71% de géothermie (base = facture achat électricité indexée soit 88 €/Mwh) et 29% gaz.

En effet, les prix de l'électricité et du gaz se sont envolés depuis le 2nd semestre 2021³, résultant principalement de la forte reprise économique mondiale à la suite de la pandémie de Covid-19 et de la dégradation de la disponibilité du parc nucléaire. Malgré le contexte actuel, le tarif 2022 de Plaine de Garonne Energies reste compétitif, après la prise en compte du bouclier tarifaire qui a bénéficié aux abonnés. Le prix a ainsi été de 117,71 €HT/MWh et ce, avec un taux d'énergie renouvelable de 85,6% ; le prix moyen de vente de la chaleur livrée par les réseaux de chaleur sur l'année 2021⁴ était de 80 €HT/MWh en 2021 d'après Amorce⁵.

³ Après des niveaux parmi les plus bas jamais observés selon la CRE (Commission de régulation de l'énergie).

⁴ Donnée 2022 non disponible à la date de rédaction de ce rapport.

⁵ Amorce est l'association regroupant les collectivités territoriales et leurs établissements (2/3 de ses adhérents), ainsi que des professionnels (1/3 de ses adhérents), engagés dans la transition écologique. Source : communiqué de presse (9-11-2022) enquête des réseaux de chaleur et de froid données 2021

Risques identifiés lors des contrôles de l'exercice 2022

Nature du risque	Détail du risque	Montant
Valeur des actifs	Les actifs tels que comptabilisés sont valorisés au-delà de leur valeur vénale et sont dépréciés par anticipation d'une dégradation de la rentabilité future	7 M€ sur 58 M€ (12%)
Évolution du programme des aménagements (EPA) et alerte sur bâtiment existant	Retard pris dans les nouveaux bâtiments à créer (aménageurs) et annulation de certains projets sur bâtiments existants (collectivités) qui entraînent des raccordements effectués (dépense d'investissement) en face desquels il n'y a pas la vente de puissance souscrite (manque de chiffre d'affaires)	A minima 4 M€ de chiffre d'affaires ou 6 M€ de résultat net constatés au plan d'affaires Vs le réel
Cumul de pertes au regard des fonds propres (ROE – return on equity)	Non rentabilité des capitaux propres qui ne permettent pas de dégager du profit	-15% (Res net = -1 M€ / cap pr = 7,1 M€)
Evolution du programme des aménagements	L'actuel prix du bâtiment fait annuler ou retarder des aménagements par les promoteurs	Non communiqué

▪ En fonction de l'évolution de la situation financière de l'entité, la provision sera reprise ou non. Il n'y a pas d'impact pour le délégant puisque s'agissant de biens de retour *ab initio* quelle que soit la valeur les biens reviennent en parfait état de fonctionnement à la fin du contrat et pour une valeur nette de zéro. Le délégataire effectue une reprise de la provision chaque année pour lisser sur la durée restante du contrat.

▪ Le retard réellement pris par les aménageurs n'est à ce jour pas communiqué par l'EPA⁶ et empêche tout recalage d'un plan d'affaires sincère au niveau de la délégation. Quant aux annulations de projet sur les bâtiments existants des collectivités (région, département, métropole et ville de Bordeaux) elles sont liées au retard des modifications à opérer par ces dernières pour capter la chaleur du réseau.

▪ Le résultat net à fin 2022 est élevé (-1 M€) au regard des fonds propres (7,1 M€) ce qui entraîne un retour sur capitaux propres négatif.

3.5. Perspectives

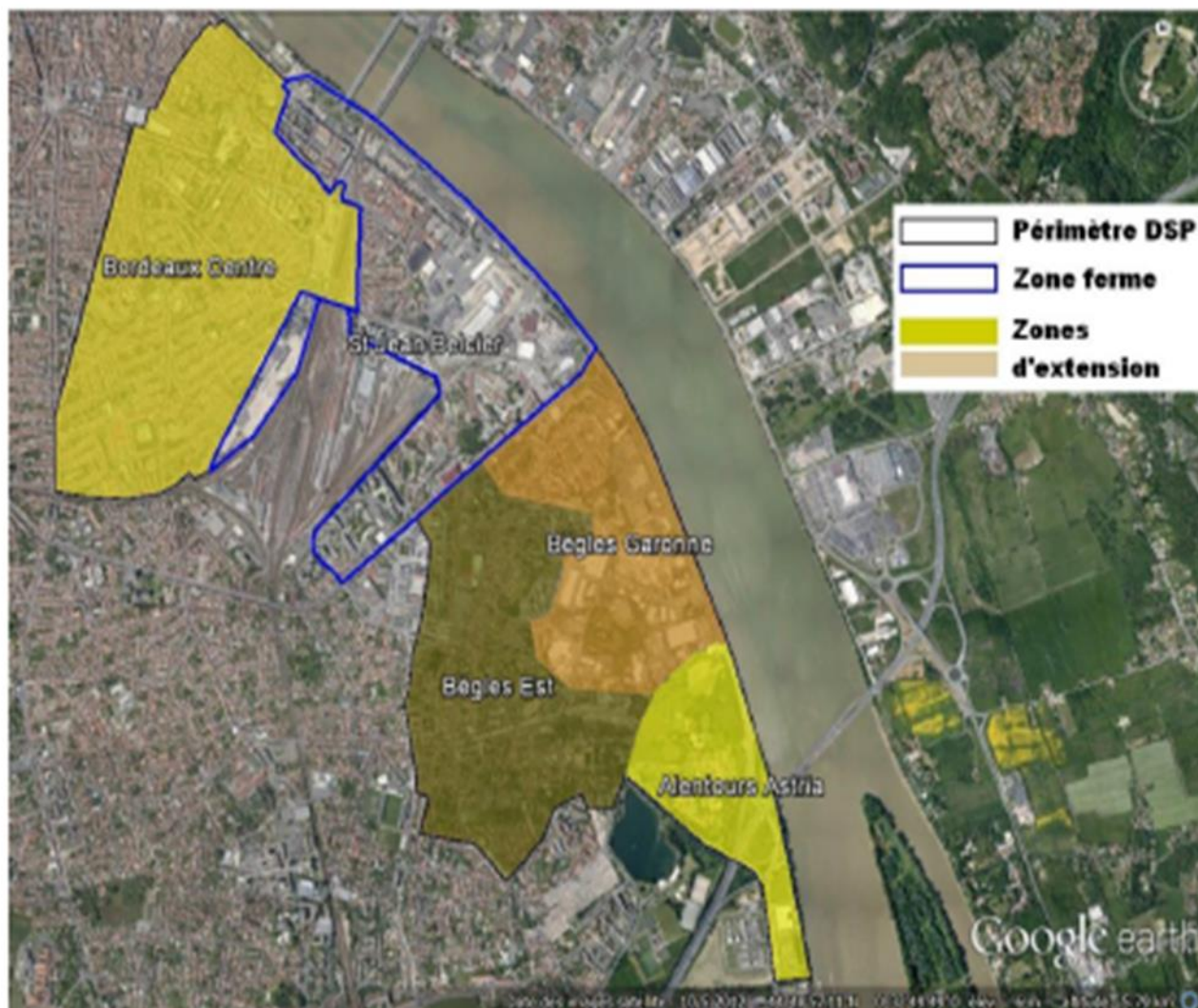
L'augmentation du prix de l'électricité va impacter le prix de la chaleur sur 2023 et 2024. Le bouclier tarifaire sur l'électricité ainsi que le déclenchement de la dernière phase tarifaire (phase 4) à la mise en service de la biomasse prévue en novembre 2023 vont permettre de contenir cette augmentation.

La première réunion annuelle des abonnés devrait également se tenir au printemps 2023.

Un schéma directeur sera lancé en cours d'année afin d'anticiper le futur avenant et étudier l'opportunité de réaliser une extension du réseau de chaleur au niveau de la ZAC des Quais.

⁶ Etablissement public d'aménagement

4. BBE - BORDEAUX BEGLES ENERGIES (SAINT-JEAN BELCIER)



4.1. Les faits marquants de 2022

13 nouvelles stations ont été mises en service en 2022 pour une puissance souscrite de 5 225 kW (+ 41%).

Les ventes thermiques se sont élevées à 15,95 GWh sur les 84 GWh prévisionnelles à l'horizon 2035, soit un développement à hauteur de 19% du prévisionnel. La montée en charge du réseau est corrélée à la programmation du projet Euratlantique rive gauche.

Le taux d'EnR a atteint un niveau de 98% avec un contenu carbone de la chaleur très faible 5,6 g CO₂/kWh.

Un avenant 5 au Contrat de délégation de service public a été voté le 30 septembre 2022. Cet avenant porte pour l'essentiel sur une modification du programme de travaux avec une extension pour raccorder la caserne Nansouty puis un bouclage du réseau par Amédée Saint Germain, conditionnée au raccordement préalable de la caserne, en contrepartie d'une évolution des tarifs de raccordement.

4.2. Rappel

Par délibération n°2013/0933 en date du 20 décembre 2013, le Conseil communautaire a approuvé la délégation de service public pour la production, le transport et la distribution de chaleur.

Le périmètre de distribution du réseau de chaleur s'étend sur les zones suivantes : la ZAC Saint-Jean Belcier, Bordeaux Sainte Croix, Amédée Saint Germain et Bègles-Garonne.

Le contrat de délégation de service public a été attribué au groupement Mixener-Idex par décision du Conseil métropolitain du 10 avril 2015, pour une durée de 26 ans avec prise d'effet le 1er juillet 2015. C'est par l'intermédiaire de la société dédiée « Energie des Quartiers », que le service public du même nom est mis en place et exploité.

Le projet repose principalement sur la valorisation de l'énergie fatale issue de l'usine d'incinération des déchets de Bègles et sur le développement des ZAC Saint Jean Belcier et Bègles Garonne dans le cadre du projet Euratlantique ; à terme le réseau de chaleur desservira l'intégralité des nouveaux bâtiments construits sur ces secteurs.

Le projet prévoit à terme:

- la mise en place de moyens de production à hauteur d'une puissance installée prévisionnelle à terme de 65 MW. Actuellement, celle-ci s'élève à 23 MW répartis de la manière suivante :
 - ✓ la récupération de 14 MW de chaleur sur l'usine d'incinération de Bègles grâce à des échangeurs vapeur / eau chaude alimentés par la vapeur du processus. L'énergie est mise à disposition sous la forme d'eau chaude à une température comprise entre 100 et 70°C,
 - ✓ une chaufferie d'appoint/secours alimentée au gaz naturel implantée sur le site du Marché d'intérêt national (MIN). Réalisée sous maîtrise d'ouvrage de Bordeaux Métropole, elle comprend une chaufferie de 9 MW et pourra en accueillir une seconde (pour un total de 18 MW) lorsque la montée en charge du réseau le nécessitera.
- le développement du réseau sur une longueur de 20 km, dont 13 km à la charge du délégataire et 7 km sous maîtrise d'ouvrage de Bordeaux Métropole correspondant à :
 - ✓ environ 4 km de liaison entre l'UVE et la chaufferie du MIN ;
 - ✓ une partie du réseau, au sein de la zone d'aménagement concerté (ZAC), reliant la chaufferie aux sous-stations des abonnés, sous maîtrise d'ouvrage déléguée à l'Etablissement public d'Aménagement (EPA) Bordeaux Euratlantique.
- L'installation d'environ 150 sous-stations à terme (36 installées aujourd'hui).

Le montant des investissements prévisionnels initiaux à la charge du délégataire s'élève à plus de 30 M€.

A terme, en 2035, les ventes thermiques annuelles de chaleur sont estimées à 84 GWh pour une puissance souscrite de 86 MW, générant des recettes annuelles pour le délégataire de 5 M€ HT.

Enfin, la valorisation de la chaleur issue de l'UVE devrait permettre d'assurer un mix énergétique composé de 90% d'énergies de récupération.

4.3. Bilan 2022

4.3.1. Travaux de premier établissement

➤ Production

Il n'y a pas eu de travaux de premier établissement sur les moyens de production au cours de l'exercice 2022.

Pour rappel, la puissance installée est actuellement de 23 MW, soit environ 35% de la puissance installée prévisionnelle à terme :

Production	Combustible	Puissance	Mise en service	Utilisation
Echangeurs vapeur de l'UVE	Chaleur fatale	14 MW	2016	Base
Chaudière 1 du MIN	Gaz	9 MW	2016	Appoint secours

➤ Extensions réseau

L'exercice 2022 a été marqué par la poursuite du développement du réseau : 13,6 km de réseau à fin 2022, soit + 2,37 km par rapport à 2021, soit 76 % réalisés par rapport au plan prévisionnel de développement du réseau (pour rappel 17,8 km prévus pour la DSP incluant le réseau depuis Astria et le réseau réalisé en phase 1 par l'EPA).

4.3.2. Commercialisation du réseau

Au 31/12/2022, les caractéristiques du réseau de chaleur sont les suivantes :

- **Nombre de sous stations raccordées** : 36 sur un prévisionnel total de 150 environ ; + 13 par rapport à 2021
- **Puissance souscrite totale** : 17,9 MW sur un prévisionnel total de 86 MW (avenant 5); + 41 % par rapport à 2021
- **Surface raccordée** : 366 378 m² ; +37 % par rapport à 2021
- **Nombre de logements raccordés** : 1723 ; +59 % par rapport à 2021

4.3.3. Bilan énergétique du réseau

En 2022, les caractéristiques du réseau de chaleur sont les suivantes :

- **Ventes de chaleur aux abonnés** : 15,95 GWh ; + 21,5% par rapport à 2021
- **Chaleur produite** : 17,5 GWh ; + 17,5% par rapport à 2021. Sur ces 17,5 GWh,
 - 17,12 GWh sont produits par l'UVE
 - 0,4 GWh sont produits par la chaufferie gaz

En conséquence :

- **le rendement de distribution** s'élève à 91% (15,95/17,5), ce qui constitue une performance supérieure à la moyenne prévisionnelle de 90% sur la durée du contrat
- **Le taux d'EnR** s'élève à 98% (17,12/17,5) ce qui constitue un excellent taux de couverture EnR ; les consommations gaz provenant des périodes d'arrêt technique prévues pour l'UVE.

4.3.4. Indicateurs production de chaleur et mix énergétique

➤ Tarif de la chaleur

Le prix moyen de la chaleur s'est élevé à 83,4 €TTC/MWh contre 65 €TTC/MWh en 2021 (+20%). Le tarif R1 à fin 2022 (57,55 €HT/MWh) est en forte hausse en raison de la croissance des prix du gaz qui s'est poursuivie sur l'année 2022. En moyenne, la hausse du R1 sur l'année a été de 30% par rapport à 2021. Le R2 a connu une croissance comparable à celle de l'inflation sur 2022 (+4% en moyenne mais +6% par rapport au 31/12/2021)

Ainsi, mécaniquement, la part du R1 dans la tarification du coût de la chaleur augmente sensiblement et représente 68% du coût de la chaleur.

➤ Contenu en CO₂ du réseau

L'empreinte carbone du réseau est de 5,6 kgeqCO₂/MWh, ce qui correspond à 3 766 de tonnes CO₂ évitées pour 89 tonnes de CO₂ émises en 2022.

➤ Taux EnR&R du réseau

Le taux EnR&R moyen s'est élevé à 98% en 2022.

4.3.5. Bilan social

BBE s'est engagé dans le cadre du contrat, article 59, à affecter chaque année 5% des heures travaillées à du personnel en insertion via des embauches directes ou indirectes.

Pour ce faire, les exigences de la clause sociale sont intégrées dans tous les contrats de travaux signés.

Un bilan annuel pour l'année N-1 est organisé pour le suivi d'application. Il est réalisé par la maison de l'emploi à Bordeaux, en direct avec les sociétés de travaux ayant travaillé pour BBE.

Bilan sur l'année 2022 :

3009,11 heures d'insertion ont été réalisées depuis le début du contrat sur 4000 prévues initialement. Ce retard est causé par la crise sanitaire qui a perturbé les chantiers et les possibilités en mise en œuvre de la clause.

→ Dans le cadre de l'exploitation :

1 commande annuelle passée à la société Inser'net pour le nettoyage de la chaufferie et entretien des espaces verts, correspondant à un total cumulé déclaré au PLIE de 42 h.

1 contrat d'apprentissage a été engagé pour la formation d'un technicien d'exploitation, dont les heures en exploitation sur le réseau de chaleur (50h en 2022) ont été déclarées au PLIE.

→ Dans le cadre des travaux :

	Cumul des heures d'insertion au 31/12/2022
Réseau chaud et branchements	311,50 h SOBEBO 2178,5 h Sogéa 407,5h Moter (75h en sous-traitance)
Sous-stations	70h déclarées / 175 h - Idex Travaux

(Les justificatifs des entreprises sont transmis directement à la maison de l'emploi à Bordeaux, dont les 2 relevés).

4.4. Analyse économique et financière de l'exercice 2022

4.4.1. Résumé de l'exercice 2022

L'année 2022 est le huitième exercice du contrat de délégation de 26 ans. Dans la lignée des exercices précédents le réseau prend de plus en plus d'ampleur, tant d'un point de vue de la construction (13,6 Kml à fin 2022) que des ventes (consommation de 15,9 GWh à fin 2022).

Financièrement, le chiffre d'affaires est en croissance exponentielle sur ces deux dernières années (+65% en 2021 vs 2020 et +21% en 2022 vs 2021), résultant principalement d'un effet volume à la suite d'une hausse du nombre d'abonnés. Cette forte croissance permet, en 2022 et pour la première fois depuis 2015, au chiffre d'affaires (2,2 M€) de couvrir les charges d'exploitations (2,1 M€). Après des pertes accumulées de 2,4 M€, le résultat net 2022 devient positif (+93 K€). Avec un niveau d'endettement à surveiller, la montée en puissance du réseau permettra de confirmer la voie des bénéfices.

La crise énergétique actuelle implique des hausses tarifaires. Le tarif moyen 2022 du réseau de chaleur s'élève à 82,9 €/TTC/MWh (contre 65,4 en 2021 soit une augmentation de 27%), celui-ci reste compétitif vis-à-vis des autres réseaux et devrait le rester (hors prise en considération du bouclier tarifaire).

4.4.2. Synthèse

Procédure	Instruction	Contradictoire
Arrêtés des comptes 2022	• Début mars : envoi de la liste de documents à communiquer • Mars 2023 : réception des documents demandés et du rapport du délégataire	• Avril à juil. 2023 : échanges sur les comptes et le rapport annuel du délégataire • Juillet. 2023 : envoi du rapport annuel du délégant au délégataire

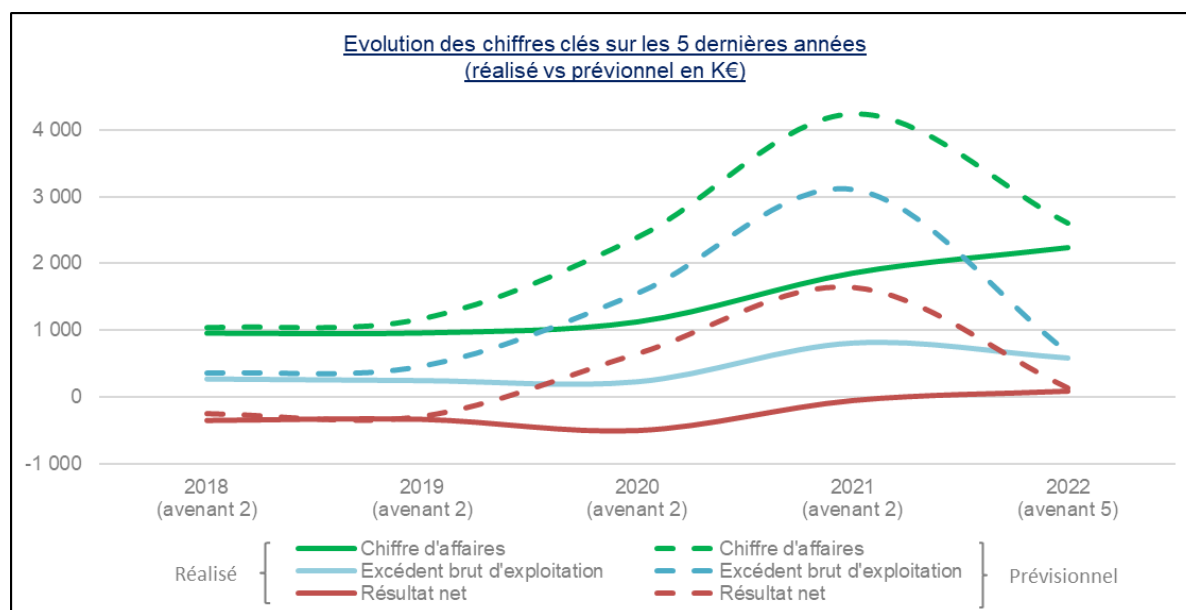
Soutenu par les pouvoirs publics, les infrastructures de réseaux de chaleur continuent leur progression en amont, le contexte de sobriété énergétique et le recul des mises en chantier de logements en aval

L'activité est fortement concentrée entre les mains du duopole Dalkia/Engie qui exploitaient au niveau national (2020) 66% du parc, leurs principaux rivaux sont Véolia, Idex et Coriance. Le chiffre d'affaires du secteur est conditionné par le recul des constructions de logements collectifs, la revalorisation tarifaire sera affectée par le prolongement du bouclier tarifaire et le plafonnement des prix de l'énergie (Source : Xerfi 2022).

La loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte (LTECV) de 2015 a fixé comme objectif de multiplication par 5 d'ici 2030 les livraisons de réseaux de chaleur, par rapport à 2012. Selon le Syndicat national de chauffage urbain (SNCU) c'est 22,2 TWh en 2021 qui sont atteints. L'objectif à atteindre est de 39,5 TWh d'ici 2030. Les orientations du plan énergétique de Bordeaux Métropole ont fixé un objectif à 750 GWh en 2030 et 900 à l'horizon 2050. Grâce à un vaste ensemble de réseaux et de projets, Bordeaux Métropole s'affirme en tant qu'acteur de la transition énergétique du territoire et s'inscrit dans la trajectoire d'un territoire à énergie positive d'ici 2050 qui suppose de multiplier par 5 la quantité de chaleur délivrée entre 2010 et 2030, avec un taux d'énergie renouvelable et de récupération élevé (80%) du territoire. En 2022, c'est 150 GWh d'énergie livrée par les réseaux de chaleur métropolitains.

FICHE D'IDENTITÉ SYNTHÉTIQUE

Titulaire :	Bordeaux Bègles Energies, société dédiée à l'exploitation.		
Statut :	SAS au capital de 2 230 000 €, détenue à 100% par Mixéner. Mixéner est elle-même détenue à 51% par BME (Bordeaux Métropole Energies) et à 49% par Idex. BME appartient à 67,9% à Bordeaux Métropole, 20% par Engie (Cogac), 12% par Banque des Territoires (CDC) et 0,1% par 13 communes de Gironde.		
Président :	Mixéner.		
Directrice Générale :	Cécile Hairault.		
Objet DSP :	L'établissement et l'exploitation des ouvrages destinés au service public de production et de distribution de chaleur issue de l'Unité de valorisation énergétique, récupérant les vapeurs de l'unité d'incinération des ordures ménagères de Bègles.		
Périmètre Géographique :	ZAC Saint Jean Belcier et quartiers Bordeaux Sainte Croix, Amédée Saint Germain et Bègles Garonne.		
Durée :	26 ans, du 1er juillet 2015 au 30 juin 2041.		
Points de vigilance :	Retard de livraisons des programmes immobiliers du projet urbain. Evolution des prix de l'énergie. Suivi des immobilisations (mises en service, amortissements et provisions).		
Données financières :	Total prévisionnel*	Prévisionnel* 2022	Réalisé 2022
Investissements (€)	33 197 985	12 986 731	11 910 423
Subventions (€)	6 400 000	6 400 000	7 700 000
Chiffre d'affaires (€)	116 891 674	2 600 760	2 232 395
EBE (€)	39 499 619	668 816	584 803
Résultat Net (€)	6 147 590	137 366	92 993
Taux de profitabilité (RN/CA)	5,3%	5,3%	4,2%
Données de gestion :	Cible prévisionnel*	Prévisionnel* 2022	Réalisé 2022
Longueur réseau de distribution (kml)	16,7	13,2	13,6
Abonnés (nbr)	157	44	38
Consommation (GWh/an)	84	18,295	15,953
Puissances souscrites (MW/an)	86,3	16,345	17,885
Tarif chaleur (€HT/MWh)	72,8	82,1	78,6
Tarif chaleur (€TTC/MWh)	76,8	86,6	82,9
Taux ENR&R (%)	85%	98%	98%
*Données issues de l'avenant 5		Calcul theo 95,7%	1
Rédactrice :	Virginie Marssérour		



L'année 2022 est le huitième exercice du contrat de délégation de 26 ans du réseau de chaleur Saint Jean Belcier. Dans la lignée des exercices précédents le réseau prend de plus en plus d'ampleur, tant d'un point de vue de la construction (+2,4 Kml sur la période, soit 13,5 Kml à fin 2022) que des ventes (+13 nouveaux abonnés sur l'exercice, soit 37 abonnés à fin 2022 induisant une consommation de 15,9 GWh).

Financièrement, le chiffre d'affaires poursuit sa constante croissance depuis ces dernières années (+65% en 2021 vs 2020 et +21% en 2022 vs 2021), résultant principalement d'un effet volume à la suite d'une hausse du nombre d'abonnés. Les 13 nouveaux abonnés en 2022 permettent de générer suffisamment de chiffre d'affaires (2,2 M€) pour couvrir les charges d'exploitations (2,1 M€). BBE est pour la première fois, depuis le début du contrat, bénéficiaire (+0,1 M€). Le déficit accumulé depuis le début du contrat s'élève à -2,4 M€ et selon les dernières prévisions du délégataire, la totalité de ses pertes devraient être absorbées en 2025. En effet, cette montée en puissance du réseau avec l'atteinte d'un certain nombre d'abonnés permet d'amortir les coûts fixes et de pouvoir générer du résultat.

Le planning des projets urbains desservi est le premier facteur de risque de cette concession. Un retard est pris depuis l'origine du contrat sur le développement du réseau en raison du décalage de livraisons des programmes immobiliers du projet urbain. A fin 2022, il était prévu dans l'avenant 5 une puissance souscrite de 20,7 GW contre 17,9 GW réalisé.

Le tarif moyen de la chaleur⁷ en 2022 s'élève à 82,9 €TTC/MWh contre 65,4 € TTC/MWh pour l'année 2021 et 61,41 €TTC/MWh en 2020 (soit +27% en 2022 après +7% en 2021). Cette hausse significative de tarif résulte essentiellement du R1 (la part consommation), qui est notamment indexé à hauteur de 69% sur l'électricité et de 5% sur la molécule gaz. En effet, les prix de l'électricité et du gaz se sont envolés depuis le 2nd semestre 2021⁸, résultant principalement de la forte reprise économique mondiale à la suite de la pandémie de Covid-19 et de la dégradation de la disponibilité du parc nucléaire. Malgré le contexte actuel, le tarif 2022 de Bordeaux Bègles Energies reste très compétitif, et ce, avec un taux d'énergie renouvelable de 97,8% ; le prix moyen des réseaux de chaleur sur l'année 2021⁹ s'élevant à 79,4 €TTC/MWh d'après Amorce¹⁰.

Avec la crise énergétique actuelle, le prix de la chaleur produite par le réseau continuera de s'accroître. Toutefois, le réseau fonctionnant essentiellement à travers l'incinération d'ordures ménagères, celui-ci restera majoritairement plus compétitif que des réseaux alimentés uniquement en gaz ou en électricité (hors prise en considération du bouclier tarifaire).

⁷ Dont les autres usages, c'est-à-dire le froid par absorption.

⁸ Après des niveaux parmi les plus bas jamais observés selon la CRE (Commission de régulation de l'énergie).

⁹ Donnée 2022 non disponible à la date de rédaction de ce rapport ; le prix moyen 2022 est attendu plus élevé que 79 €TTC/MWh.

¹⁰ Amorce est l'association regroupant les collectivités territoriales et leurs établissements (2/3 de ses adhérents), ainsi que des professionnels (1/3 de ses adhérents), engagés dans la transition écologique. Source : Enquête prix de vente de la chaleur et du froid en 2020.

4.5. Perspectives

L'année 2023 voit un développement du réseau et densification de l'extension du centre-ville de Bordeaux essentiellement sur les bâtiments publics, groupes scolaires, lycées, après la place Dormoy.

Le collège Aliénor initialement prévu en 2022 sera raccordé au premier semestre 2023.

Par ailleurs, 3 projets neufs soumis à l'obligation de raccordement par le classement viennent en développement sur la rue Lentillac et participent à la densification de l'extension.

Sur ce secteur, en 2023, le développement commercial se poursuit avec la contractualisation et mise en service à réaliser des sites suivants.

Numéro îlot	Site	Usage	Puissance estimée en kW	Estimations des consommations chauffage et ECS (MWh)	Décideur	Date mise en service recalée
88	Lycée Brémontier	Groupe scolaire	800	391	Conseil Régional	10/2024
89	Ecole élémentaire Cazemajor	Groupe scolaire	95	125	BORDEAUX METROPOLE	10/2024
90	Ecole Maternelle Yser	Groupe scolaire	100	165	BORDEAUX METROPOLE	10/2024
102	Lycée Gustave Eiffel	Groupe scolaire	777	681	Conseil Régional	10/2023
104	Auberge de jeunesse & théâtre Barbey (ROCK SCHOOL)	Logement Equipement	600	292	BORDEAUX METROPOLE	10/2023
105	CMS VILARIS	Bureaux	30	43	BORDEAUX METROPOLE	10/2023
108	Groupe scolaire Barbey	Groupe scolaire	150	65	BORDEAUX METROPOLE	10/2023
106	Gymnase Barbey	Groupe scolaire	100	89	BORDEAUX METROPOLE	10/2023
111	Collège Aliénor	Groupe scolaire	300	289	Conseil Général	10/2023
114A1	PROJET NEUF	Logements	100	66	DOMOFRANCE	01/2024
114A2	PROJET NEUF ART DE VILLE	Logements	295	108	COGEDIM	12/2024
114B	PROJET NEUF LENTILLAC	80 logements	280	365	SAIC BTP	12/2023
	TOTAL		3627	2679		

La prospection continue avec ces services publics pour les autres établissements, notamment le lycée Brémontier et les perspectives de raccordement autour de la caserne Nansouty.

Un travail est également opéré sur le devenir des bâtiments techniques de la SNCF sur l'îlot Amédée Saint Germain.

5. GPE - GRAND PARC ENERGIES (BORDEAUX)

5.1. Les faits marquants de 2022

Le contrat a pris effet le 1^{er} juillet 2022 pour une durée de 25 ans. L'année 2022 a été marquée par la phase réglementaire en vue de l'obtention du permis minier auprès de la DREAL et par le lancement des études préalables à la réalisation du réseau et des moyens de production EnR, géothermie et biomasse.

En parallèle, Bordeaux Métropole a fait l'acquisition du réseau existant auprès d'InCité et d'une partie du foncier Vèzes sur lequel sera implantée la future chaufferie biomasse pour les mettre à disposition de son concessionnaire.

Bordeaux Métropole a classé le réseau en novembre 2022 (délibération du 25 novembre).

5.2. Rappel

5.2.1. Caractéristiques du projet

Sur ce quartier existait déjà un réseau de chaleur privé de 3,7 km, alimenté par une chaufferie gaz et une centrale de cogénération au gaz. Il appartenait au bailleur social In'Cité et desservait essentiellement ses bâtiments ainsi que ceux du bailleur Aquitanis, pour un total de 27 résidences comprenant 3 200 logements. Le volume de vente annuel de chaleur est actuellement de 22 GWh. Bordeaux Métropole a étudié la possibilité de racheter le réseau à In'Cité pour en faire un réseau de chaleur public, verdir son mix énergétique et l'étendre.

Les études ayant montré l'intérêt du projet (2,3 fois plus d'énergie livrable), la consultation pour la concession du réseau de chaleur de Grand Parc d'une durée de 25 ans a été lancée en octobre 2020. Le choix du lauréat, Engie Energies Services, a été approuvé par le conseil métropolitain le 26 novembre 2021. Le contrat a été notifié le 26 décembre 2021. La société de projet Grand Parc Energies a été créée pour cette Délégation de Service Public.

Le candidat retenu a présenté une solution énergétique innovante basée sur une variante réhabilitant un forage géothermique au crétacé inutilisé dans le quartier du Grand Parc et appartenant à Bordeaux Métropole, avec une biomasse construite en appoint. Le débit du puits sera augmenté grâce à un forage latéral et l'eau géothermale une fois refroidie sera réinjectée dans une nappe servant à la production d'eau potable (éocène).

Les chiffres clés concernant le projet sont les suivants :

- Production annuelle de chaleur : 54 GWh/an (+32 GWh / configuration actuelle)
- Longueur réseau : 13 km, dont 9 à créer
- Nombre d'abonnés : 81 (+54, dont 17 équipements métropolitains ou communaux, des collèges, des lycées, mais également la polyclinique Bordeaux Nord et des résidences sociales)
- Taux d'énergies renouvelables attendu : 86% (68 % géothermie, 18% biomasse)
- Réduction des émissions de CO₂ : - 12 800 tonnes /an
- Débit producteur du puits géothermique après travaux : 150 m³/h ; soit 7,4 MW de puissance
- Puissance de la chaufferie biomasse : 4 MW
- Chaufferie gaz existante : 32 MW
- Investissement prévu : 28 M€

5.2.2. Plan du réseau à terme



5.3. Bilan 2022

5.3.1. Résumé de l'exercice 2022

Les faits marquants ont été mentionnés ci-dessus. Vu que la prise d'effet du contrat a eu lieu le 1^{er} juillet 2022, il a été convenu d'un commun accord qu'il n'y aurait pas de rapport annuel du délégataire en 2022 mais que le RAD 2023 ferait état de l'année 2023 et des 6 mois de l'année 2022.

Le tarif moyen de la chaleur s'est élevé pour 2022 à 72,33 € TTC/MWh.

5.3.2. Bilan social

Une personne issue du quartier Grand Parc a été engagée comme médiatrice le temps des travaux.

5.4. Perspectives

Grand Parc Energies est en train de déployer l'extension du réseau de chaleur depuis avril 2023 et ce, jusqu'à août 2024.

La construction d'une chaufferie biomasse de 4 MW va commencer à l'automne 2023 sur le foncier Vèzes (partie Bordeaux Métropole) pour une mise en service pour la saison de chauffe 2024.

Grand Parc Energies est en attente de l'obtention du permis minier de la DREAL en vue de commencer les travaux sur le puits au premier trimestre 2024 et la réalisation du local PAC pour une mise en service en 2025.

Le réseau de chaleur GPE avec des moyens de production EnR (biomasse) sera opérationnel pour la saison de chauffe 2024 et intégralement opérationnel (géothermie/biomasse) en 2025.

6. MCE - MERIGNAC CENTRE ENERGIES (MERIGNAC)

6.1. Les faits marquants de 2022

L'année 2022 est marquée par le démarrage des travaux et la réalisation d'un km de réseau, ainsi que la poursuite des études et démarches administratives pour la construction de la chaufferie. Le décalage d'un an du fait d'un retard pris dans la commercialisation se confirme sans pour autant s'amplifier.

La sous-station du stade nautique a été mise en service à partir de septembre 2022 pour les essais de fonctionnement côté piscine. L'alimentation en chaleur de cette sous-station est assurée par une chaudière provisoire au gaz installée sur le terrain de la chaufferie.

6.2. Rappel

Le contrat de concession a été attribué à la société Mixener par adoption en conseil métropolitain du 25 septembre 2020. Le contrat a pris effet à compter de sa notification le 19 octobre 2020.

Le premier avenant du contrat, actant la substitution de la société dédiée « Mérignac Centre Energies » au concessionnaire initial Mixener a été voté, par délibération n°2021-0409 en date du 7 avril 2021.

Le secteur de Mérignac centre avait fait l'objet de plusieurs études successives pour y implanter un réseau de chaleur, sans parvenir à trouver une faisabilité économique et une emprise foncière pour une chaufferie d'importance. Ces études avaient été actualisées avec le lancement du projet de stade nautique et avaient confirmé sa faisabilité autour de cet équipement, des bâtiments publics et des résidences sociales et copropriétés à proximité.

La Ville de Mérignac et Bordeaux Métropole se sont alors accordées pour que le stade nautique soit un futur client du réseau de chaleur et ont pu réserver une emprise foncière de taille limitée sur la même parcelle pour y installer la chaufferie biomasse du réseau.

L'année 2022 a fait l'objet d'un deuxième avenant pour répondre à des évolutions réglementaires.

Cet avenant n°2 au contrat en date du 11 août 2022 a eu pour objet la transcription de la loi n°2021-1109 confortant le respect des principes de la République. Le concessionnaire est tenu d'assurer l'égalité des usagers devant le service public et de veiller au respect des principes de laïcité et de neutralité du service public

6.2.1. Caractéristiques du projet

Sur le plan technique, le projet prévoit la création d'une chaufferie (bois & appoint / secours gaz) qui jouxtera le futur stade nautique pour une puissance de production en chaufferie de 3,5 MW bois et de 4 MW gaz.

Les investissements totaux sont de l'ordre de de 7,8 M € HT avec une subvention prévisionnelle de 54 % (à la signature du contrat).

A terme, 17 sous-stations seront desservies pour un volume de 18,8 GWh livrés annuellement.

Le taux d'ENR atteindra 80 %.

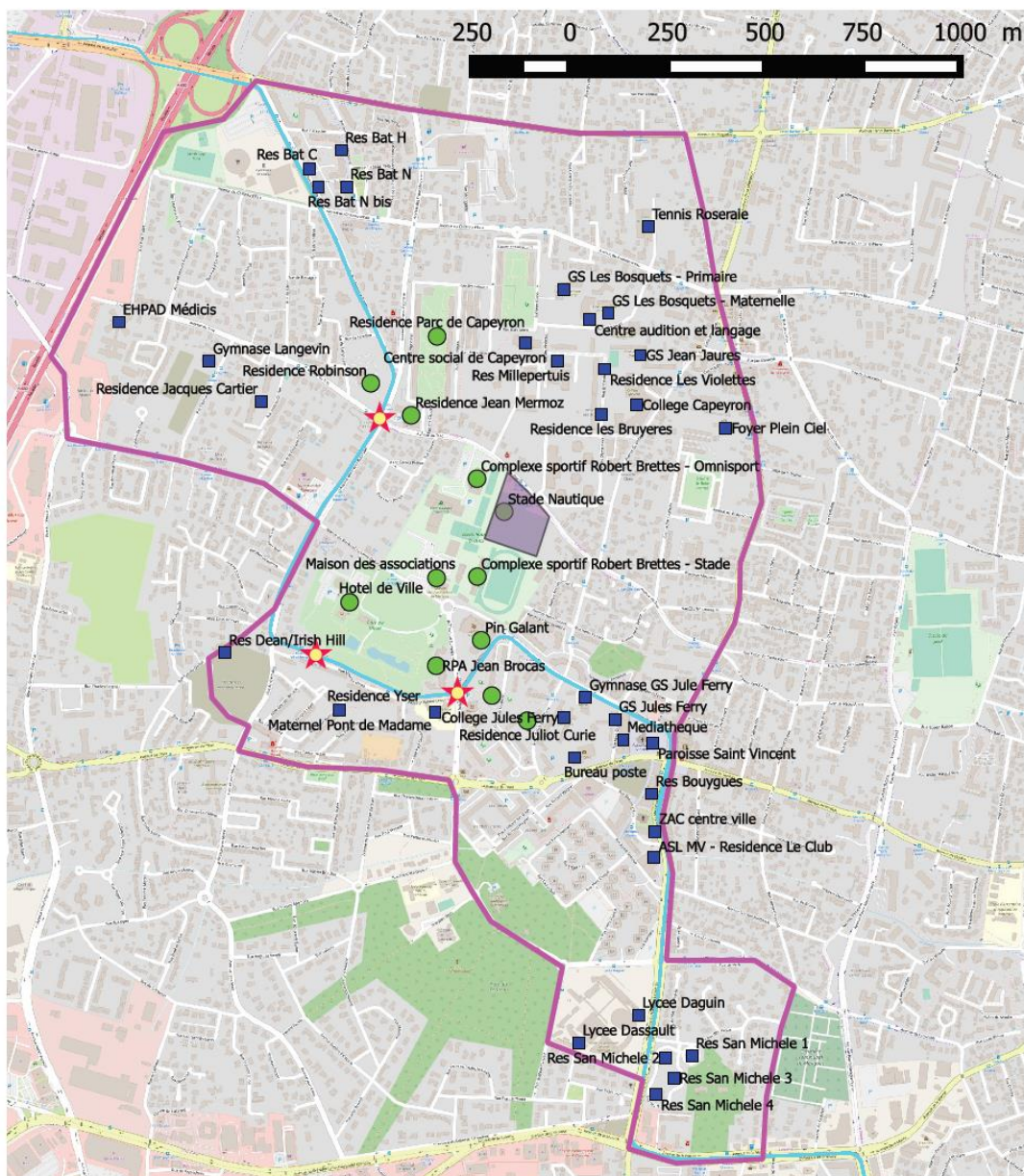
Avant révision, le prix moyen de la chaleur prévu au contrat est de 77,4€TTC/MWh. Les droits de raccordement s'élèvent à 240 € / kW pour les bâtiments neufs et sont nuls pour les bâtiments existants.

Un phasage des travaux est prévu en deux temps :

- Phase 1 « 2022 » : réalisation des $\frac{3}{4}$ du projet autour du stade nautique, de la résidence de Capeyron et des équipements publics,
- Phase 2 « 2029 » : développement complet du projet, extensions vers les résidences Pont de Madame et Joliot Curie, collège Jules Ferry, Médiathèque ...

Une solution de repli avait été définie contractuellement pour prévenir d'un défaut de commercialisation du réseau. Ce repli devait avoir lieu à l'issue de la première du contrat, pour revoir à la baisse le programme de travaux si les puissances souscrites cumulées s'élevaient à moins de 80% des puissances souscrites prévisionnelles. Ce repli prévoyait a minima la desserte de 5 GWh de chaleur dont le stade nautique. Le délégataire ayant réussi sa phase de commercialisation, notamment avec l'accord de raccordement de la copropriété de Capeyron, la solution de repli a été de fait abandonnée.

6.2.2. Périmètre contractuel du réseau



Légende

Parcelle cible chaufferie	Perimetre du service
Abonnes potentiels	Transports
Cœur de ville	TRAM
Opportuniste	Foncages sous tram

6.3. Bilan 2022

6.3.1. Résumé de l'exercice 2022

6.3.1.1. Synthèse contractuelle

Le premier avenant du contrat, actant la substitution de la société dédiée « Mérignac Centre Energies » au concessionnaire initial Mixener a été voté, par délibération n°2021-0409 en date du 7 avril 2021.

La solution de repli qui pouvait être activée dans la première année du contrat n'a pas eu lieu, laissant place au développement total du réseau de chaleur.

Le second avenant du contrat, actant l'intégration de la clause relative au respect des principes de la République, a été voté, par délibération dn°2022-356 en date du 24 juin 2022.

6.3.1.2. Faits marquants 2022

Sur le plan commercial, l'année 2022 a été marquée par la confirmation du raccordement de la résidence Capeyron, matérialisée par la signature d'une police d'abonnement. D'autres accords de raccordement au réseau de chaleur ont été actés, notamment pour les résidences Joliot curie, Les violettes et les Bruyères.

Le chantier de pose du réseau de chaleur a débuté en mai 2022. Un km de réseau était déployé à fin 2022.

Les différents lots relatifs à la construction de la chaufferie ont été attribués et les travaux ont débuté à partir de novembre 2022, après 2 mois de période de préparation.

L'exploitation en phase d'essais du Stade Nautique a démarré le 6 septembre. Cette mise en service a requis plus d'interventions que prévues, du fait notamment d'un percement de la chaudière mobile louée pour les circonstances. Un protocole d'intervention a été acté pour gérer toute rupture d'approvisionnement en chaleur du stade nautique.

Les consommations d'énergie et le bilan économique du service public de fourniture de chaleur ne sont pas représentatifs sur l'année 2022, année d'essais et de fonctionnement en mode dégradé lié aux difficultés administratives d'ouverture du stade nautique.

6.3.2. Bilan social

Afin de respecter les engagements du contrat DSP, les exigences de la clause sociale ont été intégrées dans tous les contrats de travaux signés :

En phase travaux, les engagements du contrat sont de 2100 h sur la durée totale des travaux :

- Chaufferie : DELTA CONSTRUCTION - démarrage récent, pas d'heure déclarée à ce stade sur 2022
- RCU :
 - Phase 1 SOGEA : 327,5h réalisées
 - Phase 2 COLAS : démarrage récent, pas d'heure déclarée à ce stade sur 2022

BILAN à date = 327,5h / 2100h prévues en travaux de construction de 1^{er} établissement.

En phase exploitation, les engagements sont de réserver 15 % des heures de main-d'œuvre à l'insertion, soit un volume estimé de 225 heures par an et 5000 h sur la durée du contrat.

L'exploitation n'ayant démarré que très partiellement à partir de septembre 2022 et pour 5000 h jusqu'à 2032, elles seront réalisées ainsi :

- en heures d'alternance via un contrat de professionnalisation d'un technicien d'exploitation en formation,
- en heure d'entretien ou d'entretien-nettoyage à compter de la mise en exploitation de la chaufferie biomasse soit à partir de l'été 2023.

Les renseignements permettant le contrôle et l'évaluation des actions d'insertion par l'emploi sont fournis au PLIE de Mérignac ainsi que stipulé dans le contrat DSP et les contrats de travaux.

Le rapport PLIE pour Mérignac Centre Energies est le suivant:

Etat d'avancement du marché au 19/04/2023

Marché : Construction Maître d'ouvrage : BORDEAUX METROPOLE Opération : DSP Réseau de chaleur - Construction Entreprise adjudicataire : Mérignac Centre Energies du 01/07/2020 au 31/12/2023 Heures prévues : 2 100,00 (dont formation:) Heures réalisées : 1 868,25 (dont formation : 66,00) Heures restantes : 231,75								
Employeur	Type	Context	Heures prévues	Heures réalisées sur la période	Dont formation	Heures Restantes	% Heures Réalisées / Prévues	Dépassement d'heures
Mérignac Centre Energies	Adjudicataire		1 315,00	0,00	0,00	1 315,00	0,00%	0,00
DELTA CONSTRUCTION	Sous-Traitant	MACRO LOT CONSTRUCTION CHAUFFERIE	0,00	356,00	0,00	0,00	0,00%	356,00
ENTREPRISE NOVELLO	Sous-Traitant		785,00	978,75	0,00	0,00	124,68%	193,75
SOGEA SUD OUEST HYDRAULIQUE	Sous-Traitant		0,00	533,50	66,00	0,00	0,00%	533,50
			2 100,00	1 868,25	66,00	231,75	88,96%	0,00

6.4. Analyse économique et financière de l'exercice 2022 (à compléter à partir du rapport contrôleur de gestion)

6.4.1. Synthèse

Procédure	Instruction	Contradictoire
Arrêtés des comptes 2022	- Février 2023 : envoi de la liste de documents à communiquer au plus tard le 01/03/2022 - Février/Mars 2023 : réception du rapport du délégataire et des documents demandés	- Mars/avril 2023 : échanges sur les comptes - Juil. 2023 : envoi du rapport annuel du délégant au délégataire

FICHE D'IDENTITÉ SYNTHÉTIQUE			
Titulaire	Mérignac Centre Énergies, société dédiée à l'exploitation.		
Statut	SASU au capital de 100 000 €, détenue à 100% par Mixéner. Mixéner est elle-même détenue à 51% par BME (Bordeaux Métropole Energies) et à 49% par Idex. BME appartient à 67,9% à Bordeaux Métropole, 20% par Engie (Cogac), 12% par Banque des Territoires (CDC) et 0,1% par 13 communes de Gironde.		
Président	Mixéner.		
Directrice Générale	Cécile Hairault.		
Objet DSP	L'établissement et l'exploitation des ouvrages destinés au service public de production et de distribution de chaleur issue à plus de 80% de la biomasse (<i>en moyenne sur la durée du contrat</i>) .		
Périmètre Géographique	Commune de Mérignac.		
Durée	22 ans, du 19 octobre 2020 au 18 octobre 2042.		
Points de vigilance	Mise en service de la chaufferie d'ici le mois d'octobre 2023. Evolution des coûts de la construction. Evolution du prix de l'énergie.		
Point d'alerte	Indexation des tarifs sur le PEG Quarter+1 (<i>point devant être résolu d'ici la prochaine saison de chauffe</i>) .		
Données financières	Total contrat*	Prévisionnel 2022*	Réalisé 2022
<i>(issues du bilan et du compte de résultat)</i>			
Investissements nets (€)	7 820 599	6 810 089	3 036 623
Subventions nettes (€)	4 240 000	3 540 667	4 398 877
Chiffre d'affaires (€)	25 196 480	842 588	504 097
EBE (€)	7 445 559	446 878	272 084
Résultat Net (€)	2 254 052	263 471	221 696
Taux de rentabilité (RN/CA)	8,9%	31,3%	44,0%
Données de gestion	Cible contrat*	Prévisionnel 2022*	Réalisé 2022
Longueur réseau de distribution (Km/)	3,8	3,0	1,0
Nombre d'abonnés	17	12	1
Consommation (GWh)	19	5	0,1
Puissances souscrites (MW)	11	2	2
Tarif R1 Consommation (€HT/MWh)	33	33	76
Tarif R2 Abonnement (€HT/MWh)	67	67	72
Taux ENR&R (%)	80%	93%	0%
Taux d'interruption pondéré	<0,8%	<0,8%	11%
*Données issues du cadre financier du contrat, données établies en € 2020.			
Rédactrice	Virginie Marssérou		

L'exercice 2022 constitue la 2^{ème} clôture financière du contrat de délégation de 22 ans portant sur le réseau de chaleur de Mérignac Centre. Celui-ci a largement été consacré à : la construction du réseau, aux travaux préparatoires relatifs à la chaufferie biomasse, la poursuite de la commercialisation du réseau, ainsi que l'obtention du financement bancaire.

Par rapport au prévisionnel, les travaux de construction de la chaufferie biomasse, du réseau et des sous-stations, qui devaient démarrer dès le mois d'août 2021 n'ont finalement débuté qu'à partir de juillet 2022. En effet, en raison de la possibilité de repli¹¹ prévu au Contrat, le délégataire a attendu l'accord définitif du raccordement de la résidence Capeyron au réseau de chaleur avant de lancer les commandes aux entreprises ; cette résidence pouvant fortement impacter la taille du réseau et ainsi le dimensionnement des équipements. La solution de repli a été évitée, mais ce décalage de planning implique un retard d'environ un an sur la mise en service de la chaufferie biomasse (prévue en octobre 2023) et de plusieurs mois sur celle d'une partie du réseau.

Financièrement, l'activité 2022 a généré 504 K€ de chiffre d'affaires, avec : 469 K€ de droits de raccordements et 36 K€ de ventes de chaleur. Le réseau alimente un seul abonné, le Stade Nautique de Mérignac, et ce, à travers une chaudière gaz mobile, le temps de la mise en service de la chaufferie biomasse. Le résultat net dégagé en 2022 correspond à un gain de 222 K€.

Ce contrat prendra de l'ampleur en particulier à partir de l'hiver 2023, une fois que la chaufferie biomasse sera construite et que le réseau de chaleur disposera d'une dizaine de sous-stations délivrant de la chaleur.

Concernant le contexte économique :

- l'envolée des prix de l'énergie depuis fin 2021 s'est réduite sur 2023, mais reste toutefois à surveiller pour les abonnés (actuels et futurs). Toutefois, cette forte croissance des prix du gaz et de l'électricité devrait faciliter la contractualisation avec les prospects identifiés, la principale source d'énergie du réseau étant à terme la biomasse ;
- la hausse des coûts de la construction aurait entraîné selon le délégataire, à la date de rédaction du présent rapport, un surcoût de 2 M€. Des discussions avec le délégataire sont prévues à compter du deuxième semestre 2023, une fois les commercialisations et les investissements bien aboutis, afin de faire le point sur cette première phase du Contrat, ainsi que sur de potentiels projets de développement du réseau.

Par ailleurs, la conclusion d'un avenant est prévue d'ici le mois d'octobre 2023 afin d'acter le remplacement du référencement de l'indice tarifaire de la molécule gaz (mensuel plutôt que journalier) appliqué aux abonnés, et ce, dans l'objectif de lisser l'effet des fluctuations du marché sur le prix facturé aux clients.

6.5. Perspectives

L'année 2023 sera marquée par la finalisation de la première phase de travaux qui représente environ 75% du projet, et par la mise en service de la chaufferie bois/gaz à l'automne 2023.

Des accords sont également attendus pour modifier la formule d'indexation du gaz.

Le classement du réseau et la préparation à la labélisation Ecoréseau seront également prévus.

¹¹ Une solution de repli avait été définie contractuellement pour prévenir d'un échec de commercialisation du réseau. Ce repli pouvait éventuellement avoir lieu à l'issue d'un délai de 12 mois suivant de la notification du contrat, pour revoir à la baisse le programme de travaux si les puissances souscrites cumulées s'élevaient à moins de 80% des puissances souscrites prévisionnelles. Ce repli prévoyait a minima la desserte de 5 GWh de chaleur dont le stade nautique. Le délégataire ayant réussi sa phase de commercialisation, notamment avec l'accord de raccordement de la copropriété de Capeyron, la solution de repli a été de fait abandonnée.

7. LHE - LE HAILLAN ENERGIES (LE HAILLAN/EYSINES)

7.1. Les faits marquants de 2022

Le marché public global de performance a été attribué le 18/08/2022 à la société ENGIE Cofely pour la conception, réalisation et maintenance du réseau de chaleur et de sa chaufferie biomasse. Le contrat est conclu pour une durée de 7 ans maximum (2 ans de travaux et 5 ans d'exploitation).

Les études d'avant-projet ont démarré et se poursuivront sur le 1^{er} semestre 2023.

7.2. Rappel

7.2.1. Caractéristiques du projet

Après des études de faisabilité démontrant la pertinence du projet, le Conseil métropolitain du 21 décembre 2018 a adopté la création d'un réseau sur les communes du Haillan et d'Eysines et a opté pour une gestion directe en régie avec marché global de performance (MPGP : conception, réalisation, exploitation et maintenance).

Le réseau de chaleur aura une longueur de presque 5 km et livrera au maximum 8 GWh de chaleur principalement à 500 logements neufs (projet ZAC « Cœur de Ville » conduit par Bordeaux Métropole avec La Fab), un collège, un établissement d'enseignement spécialisé, un ensemble de bâtiments communaux et métropolitains et les serres horticoles métropolitaines. Il sera alimenté à 80% par de la biomasse (plaquettes forestières).

Le marché public global de performance a été lancé début 2021 et les offres ont été reçues en juillet 2021. L'analyse des offres montre une augmentation des coûts d'investissement à 6,3 M€ HT au lieu de 5 M€HT prévus en phase études de faisabilité, en grande partie due à l'inflation des matières premières. Afin de maintenir le tarif cible de la chaleur sans déséquilibrer le projet, un arbitrage financier a été demandé fin 2021 pour optimiser la subvention de l'investissement portée par le budget annexe des réseaux de chaleur. Ce montage financier a été validé début 2022. La mise en service est prévue pour la saison de chauffe 2024.

7.2.2. Périmètre contractuel du réseau

Le périmètre du réseau de chaleur à ce jour est représenté sur le plan ci-après.

Le marché de base prévoit une tranche ferme et 2 tranches optionnelles.

Fin 2022, les Girondins de Bordeaux ont également exprimé leur intérêt à se raccorder au réseau de chaleur. Leur intégration au projet sera étudiée durant l'année 2023.

8. MKE - MERIADECK ENERGIES (BORDEAUX)

8.1. Les faits marquants de 2022

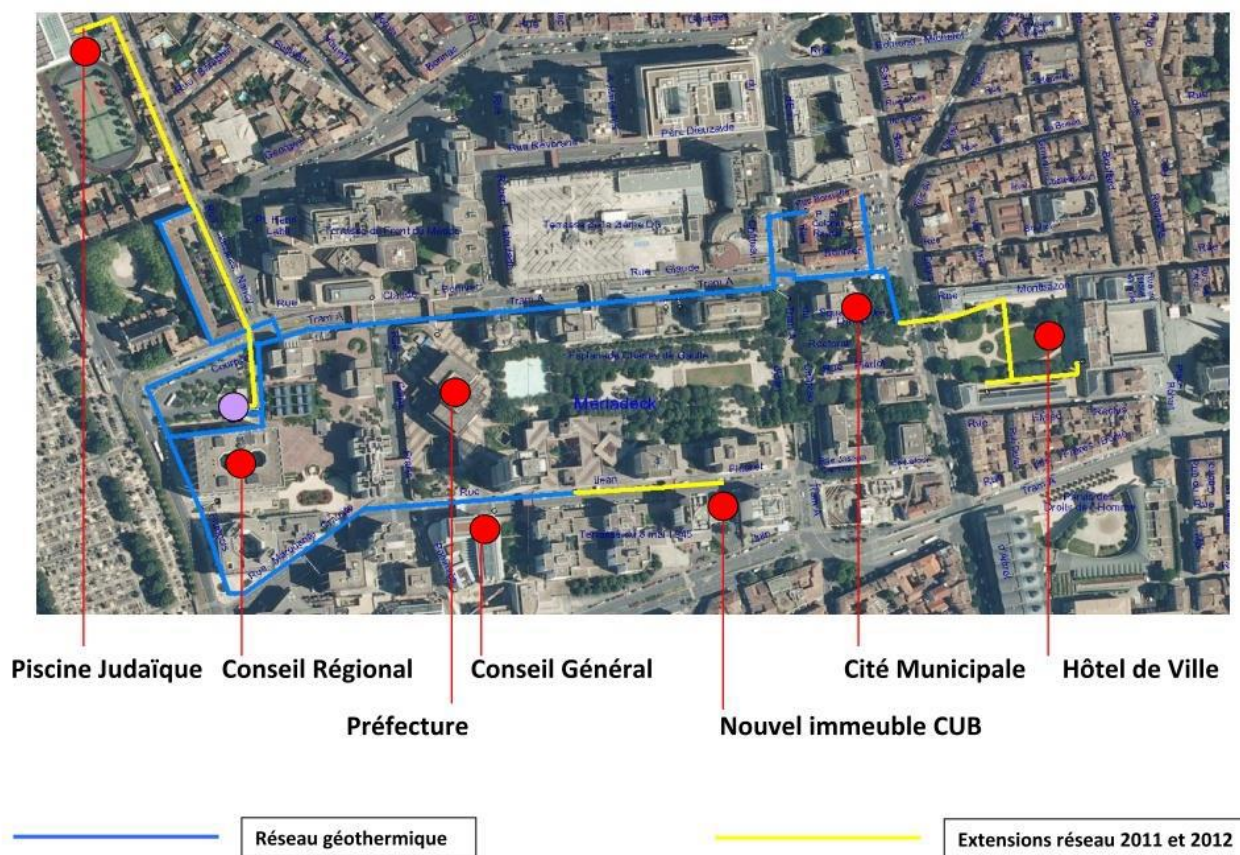
Depuis le 1^{er} juillet 2021, ENGIE est le nouvel exploitant du réseau de chaleur de Mériadeck pour une période de 5 ans par le biais d'un marché d'exploitation (jusqu'au 30 juin 2026). Sa « prise en main » se traduit par une constatation d'un réseau vétuste, nécessitant des remplacements de matériels et des mises aux normes.

8.2. Rappel

8.2.1. Le principe technique général du réseau

Un forage géothermique au Cénomano-turonien (1149m de profondeur)
Puissance thermique maximale de 4 MW (échangeurs thermiques),
Energie produite : 5 GWh/an,
17 sous-stations desservies,
Longueur : 3 km,
Régime de température : 50-30°C actuellement,
Volume d'eau géothermique prélevé compris entre 200 000 et 300 000 m³ par an

RESEAU GEOTHERMIQUE DE BORDEAUX-MERIADECK



8.2.2. Le forage géothermique

- Le forage géothermique de Mériadeck est situé sur la commune de Bordeaux. Il se trouve en centre-ville, à l'est du cimetière de la Chartreuse, en sous-sol le long de la façade nord de l'Hôtel de Région (local technique souterrain de 400 m²).
- Le forage a été réalisé entre novembre 1980 et janvier 1981. Il a obtenu une autorisation préfectorale d'exploitation en mai 1982.
- Le forage capte le réservoir du cénomano-turonien entre 930,30 et 1 127 m/sol.
- Le débit moyen d'exploitation est de 60 m³/h avec pouvant aller jusqu'à 105 m³/h
- Les volumes varient entre 200 000 et 300 000 m³ par an, selon la rigueur climatique et les conditions d'exploitation.
- Le forage fonctionne en simplet. Une partie minoritaire de l'eau géothermique est valorisée, environ 30 000 m³ (piscine, lavage voiries), la majorité étant rejetée dans le réseau d'assainissement et s'écoule gravitairement vers une station d'épuration.

8.3. Bilan 2022

8.3.1. Production de chaleur et mix énergétique

L'installation présente un taux d'EnR de 100 %. En effet la source de chaleur étant à 100% géothermique, les consommations d'énergie non renouvelable (électricité) sont celles des diverses pompes hydrauliques, de la régulation et de l'éclairage.

Comparativement à une production de type chaudière au gaz naturel, la centrale géothermique a permis en 2022 d'éviter l'émission d'environ 950 tonnes d'équivalent CO₂ (avec une production d'environ 5 GWh).

(Hypothèses : Gaz naturel : 220 g CO₂ / kWh utile et Electricité : 180 g CO₂ / kWh utile)

8.3.2. Distribution de chaleur

L'eau distribuée annuellement sur le réseau a atteint, en 2022 :

- Un volume de 141 558 m³ d'eau, en tenant compte de la valorisation géothermale de la piscine judaïque.

8.4. Analyse économique et contractuelle de l'exercice 2022

La saison 2022

Recettes R1 : 70 k€ HT

Recettes R2 : 182 k€ HT

Autres recettes (piscine Judaïque).

Les recettes se sont élevées à 326 k€

Les charges d'exploitation se sont élevées à 151 k€

Un excédent brut d'exploitation à 175 k€

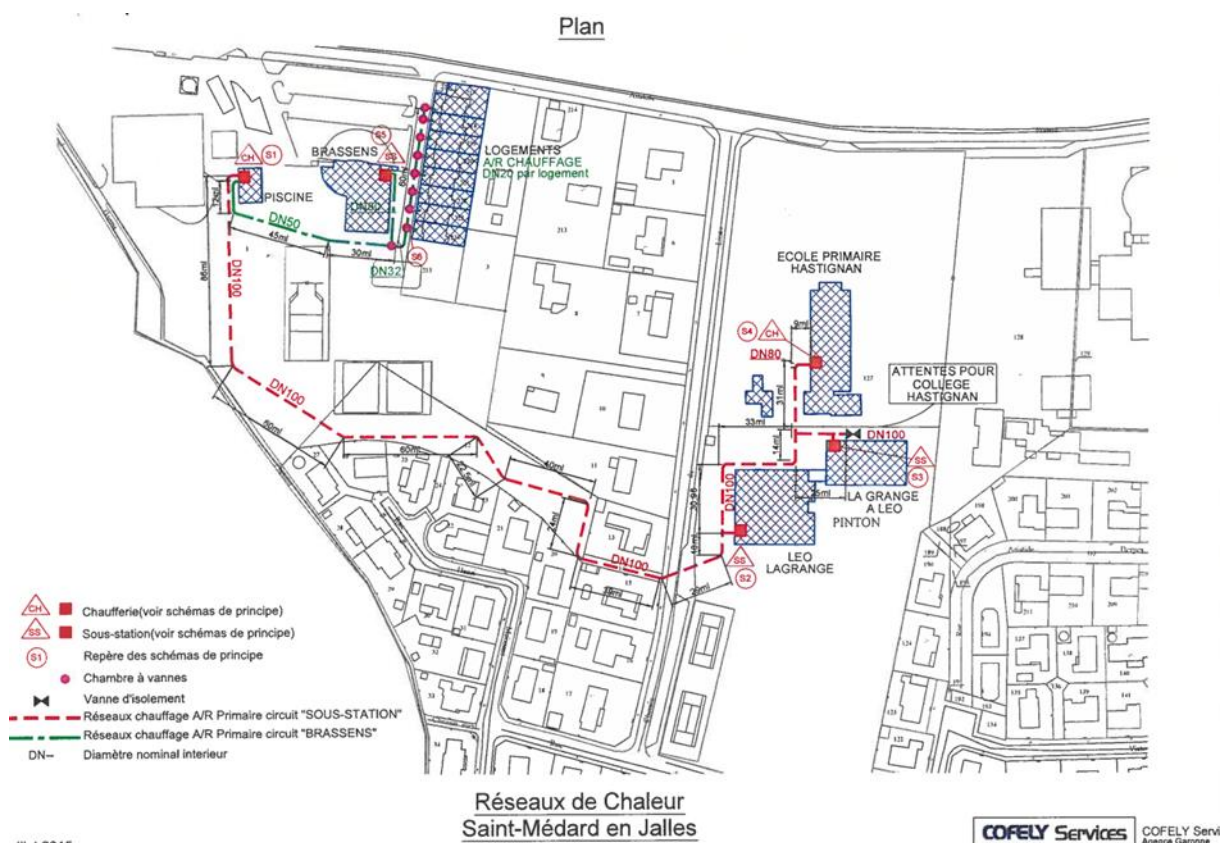
Les dépenses d'investissement comprennent notamment le rachat de la valeur nette comptable de fin de contrat correspondant à la valeur non amortie d'environ 221k€.

8.5. Perspectives

En 2023, il est prévu de renouveler le permis minier.

Des travaux de rechemisage du puits seront effectués en 2024 pour se mettre en conformité avec ce permis minier.

9. HASTIGNAN (SAINT-MEDARD-EN-JALLES)



9.1. Les faits marquants de 2022

Un nouveau marché d'exploitation est entré en vigueur au 1^{er} juillet 2021 pour 5 ans (30 juin 2026). Il a été attribué à l'exploitant sortant ENGIE.

Le Taux d'ENR&R sur la saison de chauffe 2022 a été de 70 % (pour rappel taux de mixité attendu contractuellement est de 75% à 85%). Ce taux dégradé s'explique par la casse de la vis sans fin sur la chaudière biomasse qui a entraîné un fonctionnement uniquement au gaz. La vis a été réparée en juillet 2022.

Tous les compteurs des logements individuels ont été changés à l'issue de la saison de chauffe en avril 2022 mais ils ont besoin d'un paramétrage qui sera effectué en 2023.

9.2. Rappel

La commune de Saint-Médard-en-Jalles a procédé en 2007 à la mise en place d'un réseau de chaleur, faisant l'objet d'un marché de conception, réalisation et exploitation avec la société Cofély Services. Ce réseau repose sur une production de chaleur issue de la biomasse avec un complément et secours gaz. Il dessert des bâtiments communaux ainsi que sept maisons individuelles riveraines de la piscine où se situe la chaufferie. Du fait de cette dernière particularité, il constitue un service public de chauffage urbain. Avec la loi de Modernisation de l'Action Publique Territoriale et d'Affirmation des Métropoles (loi MATPAM), Bordeaux Métropole en assure la gestion depuis le 1^{er} juillet 2016.

9.2.1. Les équipements

La chaufferie, située rue Anatole France, est composée d'une chaudière bois d'une puissance de 560 kW assurant la couverture d'environ 74% des besoins annuels et d'une chaudière gaz d'une puissance de 600 kW. Les bâtiments desservis sont les suivants :

- Equipements municipaux :
 - Espace aquatique
 - Centre socio-culturel Georges Brassens
 - Ecole primaire d'Hastignan
 - Centre de loisirs La Grange à Léo
 - Salle de sport Léo Lagrange
- 7 maisons individuelles (résidence « Les Jardins de Thibault »), pour le chauffage uniquement

9.2.2. L'organisation du service

Le service public de production, transport et distribution d'énergie calorifique est assuré en régie par Bordeaux Métropole qui a désigné un exploitant – Engie Cofély - à qui elle confie contractuellement l'exécution des prestations suivantes :

- P1 - Fourniture de chaleur
- P2 – Conduite des installations
- P3 – Gros Entretien et Renouvellement

Ces prestations sont facturées par l'exploitant à Bordeaux Métropole, qui facture aux usagers en tenant compte des autres postes de dépense (financement de l'investissement initial, travaux sur le bâti, frais annexes).

9.3. Bilan 2022

Le taux d'énergie renouvelable – ici la biomasse constituée de plaquettes forestières – est revenu à la valeur moyenne d'exploitation d'environ 74 %.

2021 a été marqué par le changement de tarif R1 et R2 lié au renouvellement du marché d'exploitation P1, P2 et P3 pour 2021-2026 reconduit avec le prestataire ENGIE et au vieillissement du réseau. Ce changement a fait l'objet d'une délibération le 28 janvier 2022 modifiant le règlement de service.

9.4. Perspectives 2023

La chaufferie biomasse connaît plusieurs problématiques. Le système de régulation de la chaudière biomasse est obsolète ; Compte-R ne fabrique plus de pièces pour ce système (changement de process de Siemens).

L'investissement pour le changement de la chaudière est repoussé. Dans l'attente, des travaux de protection de la chaudière gaz ont été demandés à Engie (chiffrage en cours).

Une sécurisation de la fourniture de chaleur en période estivale par le biais d'une chaufferie mobile a également été demandée ainsi que la constitution d'un stock de pièces de rechange pour les plus sensibles.

10. SYNTHÈSE FINANCIÈRE DU BUDGET ANNEXE

Le service public du chauffage urbain fait l'objet d'un budget annexe, interne à Bordeaux Métropole, distinct des comptes des délégataires.

Ce budget annexe est structuré en programmes qui correspondent aux différents réseaux de chaleur. A ces programmes par réseaux de chaleur s'ajoutent :

Le programme « Opérations budgétaires et patrimoniales » qui comprend notamment la refacturation des charges de fonctionnement par le budget principal au budget annexe, les mouvements d'avance et de remboursement d'avance entre le budget principal et le budget annexe, les excédents de fonctionnement capitalisés en recette d'investissement, les amortissements ou encore la constitution de provisions pour les charges à venir,

Le programme « Ressources humaines » qui correspond à la refacturation par le budget principal au budget annexe des ETP dédiés à l'activité réseau de chaleur.

Les éléments présentés ci-dessous correspondent aux opérations réelles de l'exercice 2022, par programmes (hors opérations d'ordre).

2022

Programme		Fonctionnement		Investissement		TOTAL
		Dépenses	Recettes	Dépenses	Recettes	
71P001	RC Hauts de Garonne	58 428 €	553 243 €	8 545 €	0 €	
71P006	RC Plaine Rive Droite	46 863 €	121 272 €	0 €	0 €	
71P007	RC Saint Jean Belcier	51 953 €	594 111 €	250 000 €	0 €	
71P008	RC Saint Médard	120 019 €	51 816 €	0 €	0 €	
71P009	RC Mériadeck	151 010 €	326 787 €	458 882 €	0 €	
71P010	RC Le Haillan	0 €	0 €	25 695 €	0 €	
71P011	RC Mérignac Centre	0 €	42 032 €	0 €	0 €	
71P012	RC Grand Parc	0 €	29 239 €	3 259 940 €	0 €	
71P013	RC Métropole Sud	0 €	0 €	3 390 €	0 €	
71P004	Opérations budgétaires et patrimoniales	286 941 €	1 542 409 €	550 000 €	6 140 571 €	
71P005	Ressources humaines	219 732 €	0 €	0 €	0 €	
Total		934 947 €	3 260 909 €	4 556 452 €	6 140 571 €	
Solde		2 325 962 €		1 584 119 €		3 910 081 €
Reports N-1 (hors 1068)		147 758 €		-1 815 434 €		-1 667 676 €
Restes à réaliser				-492 238 €		-492 238 €
Solde global de clôture		2 473 720 €		-723 553 €		1 750 167 €

11. ZOOM SUR LES PROJETS ET ETUDES EN COURS

11.1. Réseau de chaleur de Blanquefort

Une étude d'opportunité pour la création d'un réseau de chaleur sur la ville Blanquefort a été lancée fin 2022.

L'étude d'opportunité consiste notamment à :

- Identifier les besoins de chaleur de la zone
- Rechercher un foncier pour des équipements de production
- Définir des scénarios d'étude à priori pertinents avec :
 - o 1 périmètre de desserte (ampleur du projet)
 - o 1 mode de production ENR privilégié
 - o 1 hypothèse de localisation foncière de la production
 - o 1 approche sommaire du volet économique

Les conclusions de cette étude sont attendues au 1^{er} semestre 2023. Selon les résultats, une étude de faisabilité sera réalisée avec un rattachement possible avec l'étude du réseau de chaleur Eysines/Bruges/Le Bouscat.

11.2. Réseau de chaleur Bordeaux Aéroport (MERIGNAC)

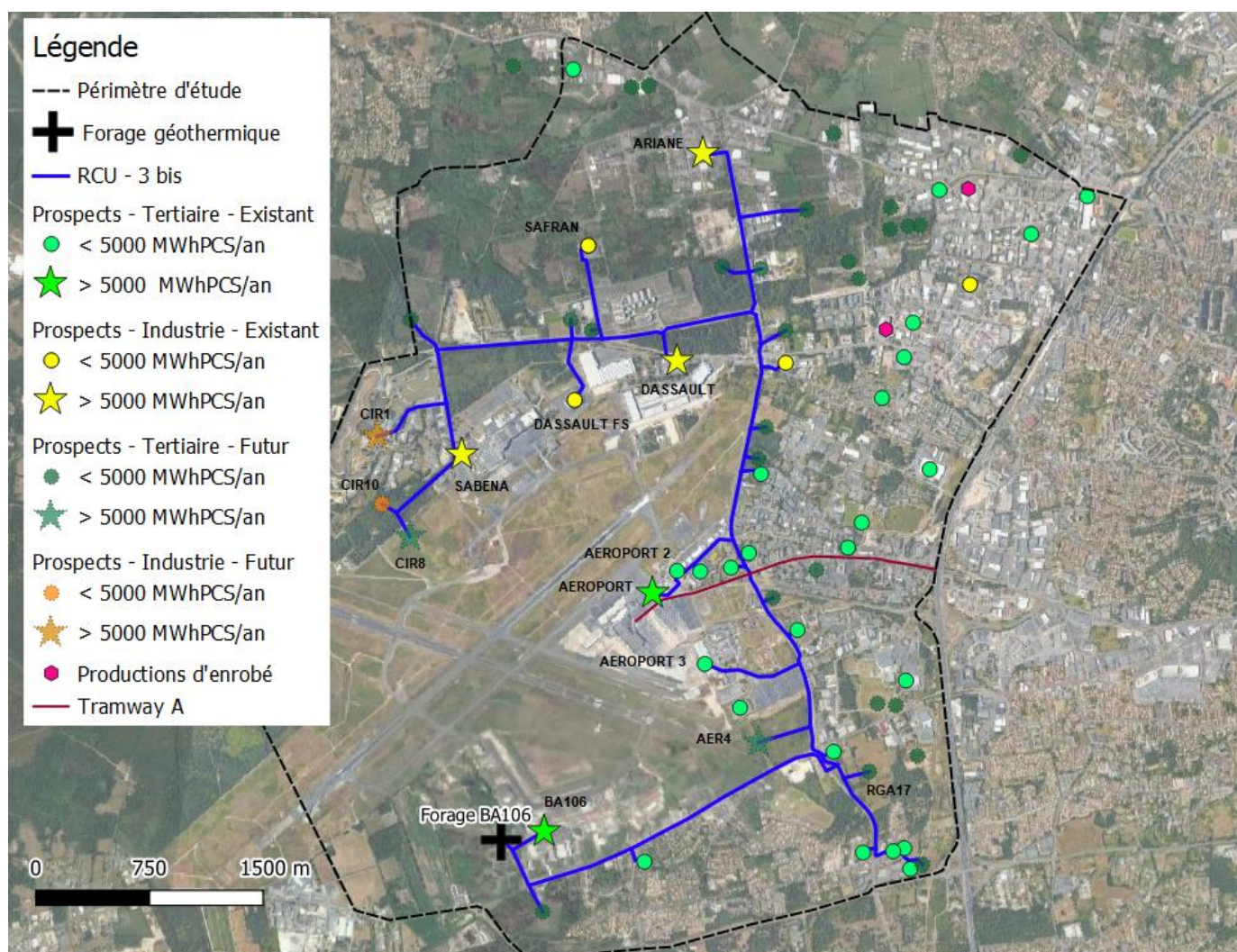
Le projet Aéroport marque une nouvelle étape : le développement d'un réseau de chaleur dans un secteur à vocation économique. Alors que les projets habituels consistent à chauffer très majoritairement des logements et des bâtiments publics, il s'agit là d'adresser le service à des acteurs économiques (notamment industriels) et de s'adapter à leurs besoins spécifiques.

Une étude d'opportunité a été conduite de septembre à décembre 2022. 38 abonnés potentiels ont été identifiés (cf. carte ci-après). Les besoins de chaleur totaux s'élèvent à 87 GWh/an. Ils se répartissent de la façon suivante : 45% pour les 5 grands abonnés (BA 106, Dassault, Sabena, Ariane et l'aéroport), 10% pour de plus petits abonnés existants, 45% pour les projets neufs à venir. La distribution de cette chaleur suppose la construction d'un réseau de 19 km de long pour une très bonne densité de 4,7 MW/mi.

Ces résultats positifs vont être présentés en COTECH début 2023 et le projet poursuivra sur une étude de faisabilité qui aura deux scénarios pour la production de chaleur :

- Scénario 1 : un mix énergétique basé sur l'utilisation du puits de géothermie de la BA 106 avec un appoint biomasse et un appoint/secours au gaz naturel s'appuyant en partie sur les chaufferies gaz des 5 grands abonnés.
- Scénario 2 : une production de chaleur par chaufferie biomasse avec appoint/secours au gaz naturel s'appuyant en partie sur les chaufferies gaz des 5 grands abonnés.

Les résultats de cette étude sont attendus pour avril 2023.



11.3. Réseau de chaleur « Métropole Sud » (PESSAC/TALENCE/GRADIGNAN)

Bordeaux Métropole a identifié un périmètre qui pourrait satisfaire aux conditions nécessaires au développement d'un réseau de chaleur importants sur les communes de Talence, Gradignan et Pessac, avec quelques raccordements éventuels sur Villenave d'Ornon et Bordeaux. Les études de faisabilité engagées en 2019 se sont achevées mi-2021. Elles ont montré l'intérêt de développer un réseau sur un périmètre étendu : 190 abonnés, 130 GWh et 28 km de long. Son cœur est le campus universitaire, avec des branches alimentant Talence Thouars, Gradignan (dont la nouvelle ZAC portée par la Fab). Le mix énergétique est basé sur un mix géothermie / biomasse.

En juillet 2022 (délibération n°2022-424), Bordeaux Métropole a approuvé la décision de faire du réseau de chaleur dit « Met Sud ».

L'année 2022 a été mise à profit pour consolider les études et passer des accords avec plusieurs partenaires du projet, et notamment :

- Établissement d'un protocole d'accord avec l'Université de Bordeaux permettant à l'Université, si elle le souhaite, d'investir en propre dans la branche du réseau de chaleur qui dessert le campus
- Etablissement d'un bail de 50 ans relatif à la mise à disposition par l'Université de Bordeaux d'un terrain de 7000 m² sur la Plaine de Rocquencourt
- Recherche d'accord avec Domofrance pour raccorder le quartier de Saige Formanoir et pour mettre à disposition du réseau de chaleur le forage géothermique de Saige qui appartient à Domofrance. Ces accords n'ont pas abouti rapidement, conduisant à un retard de plusieurs mois dans le lancement de la consultation.
- Avancement sur la solution innovante de réinjection de l'eau géothermale dans le réseau d'adduction d'eau potable, bien que cette solution comporte des freins réglementaires pas encore levés. En effet, le code de la santé publique impose d'être pleinement propriétaire des périmètres de protection immédiate des forages destinés à l'eau potable, ce qui n'est à ce jour le cas, ni pour le forage géothermique envisagé à Rocquencourt, ni pour le terrain de Saige.
- Accord du CHU de Bordeaux pour intégrer dans le projet la réalisation d'un réseau de chaleur supplémentaire situé à Pessac extra-rocade, incluant le raccordement des hôpitaux Xavier Arnoz et Haut Lévêque. Ce réseau sera alimenté par une chaufferie biomasse située sur une parcelle mise à disposition par le CHU sur le site de Haut Lévêque.

Ces différents accords ont eu des conséquences sur la taille du projet qui est passé de 140 à 185 GWh, ainsi que sur l'élaboration du cahier des charges qui doit intégrer plusieurs choix qui ne seront pas arbitrés au lancement de la consultation.

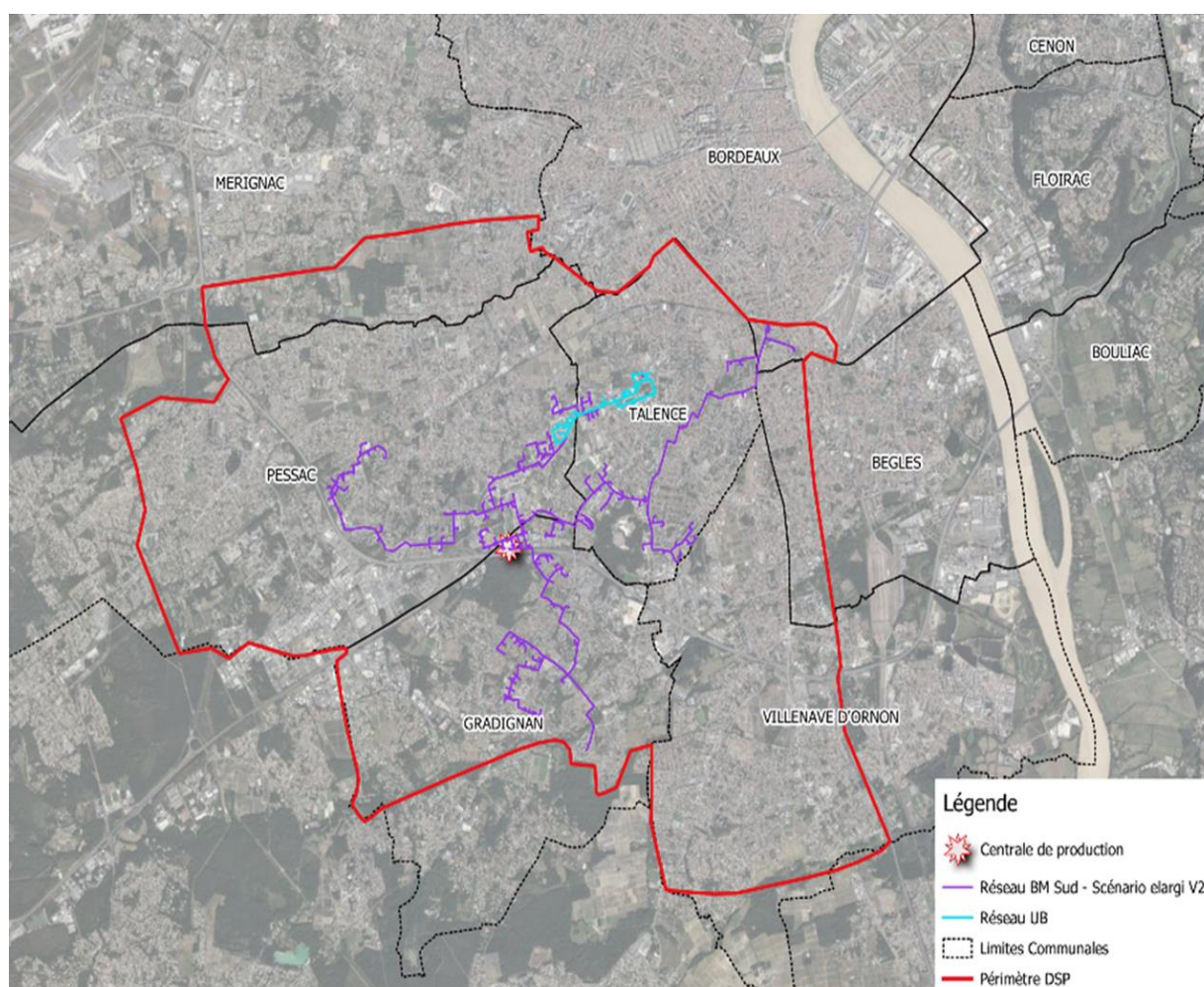


Schéma de principe du réseau de chaleur « intra-rocade »

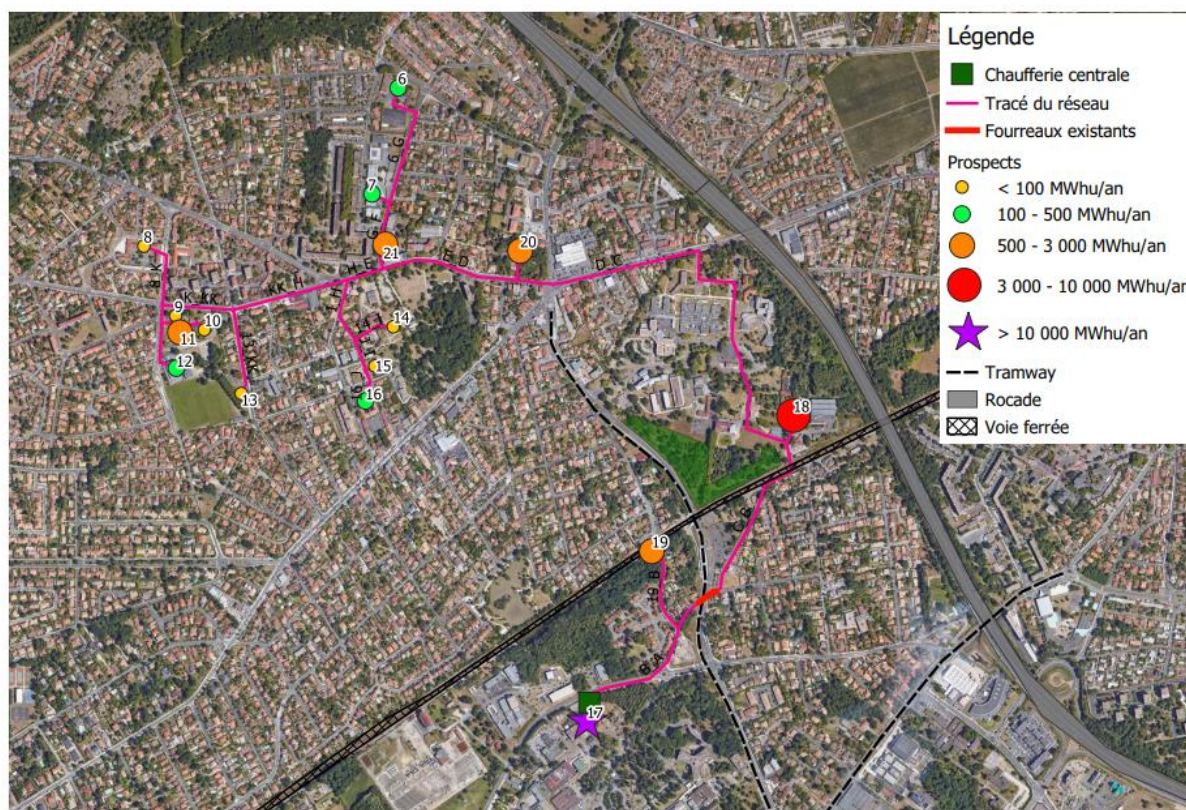


Schéma de principe du réseau de chaleur « extra-rocade » (groupes hospitaliers sud)

La délibération de 2022 a été complétée en mars 2023 par la délibération n°2023-158 pour rajouter notamment les hôpitaux Sud au projet.

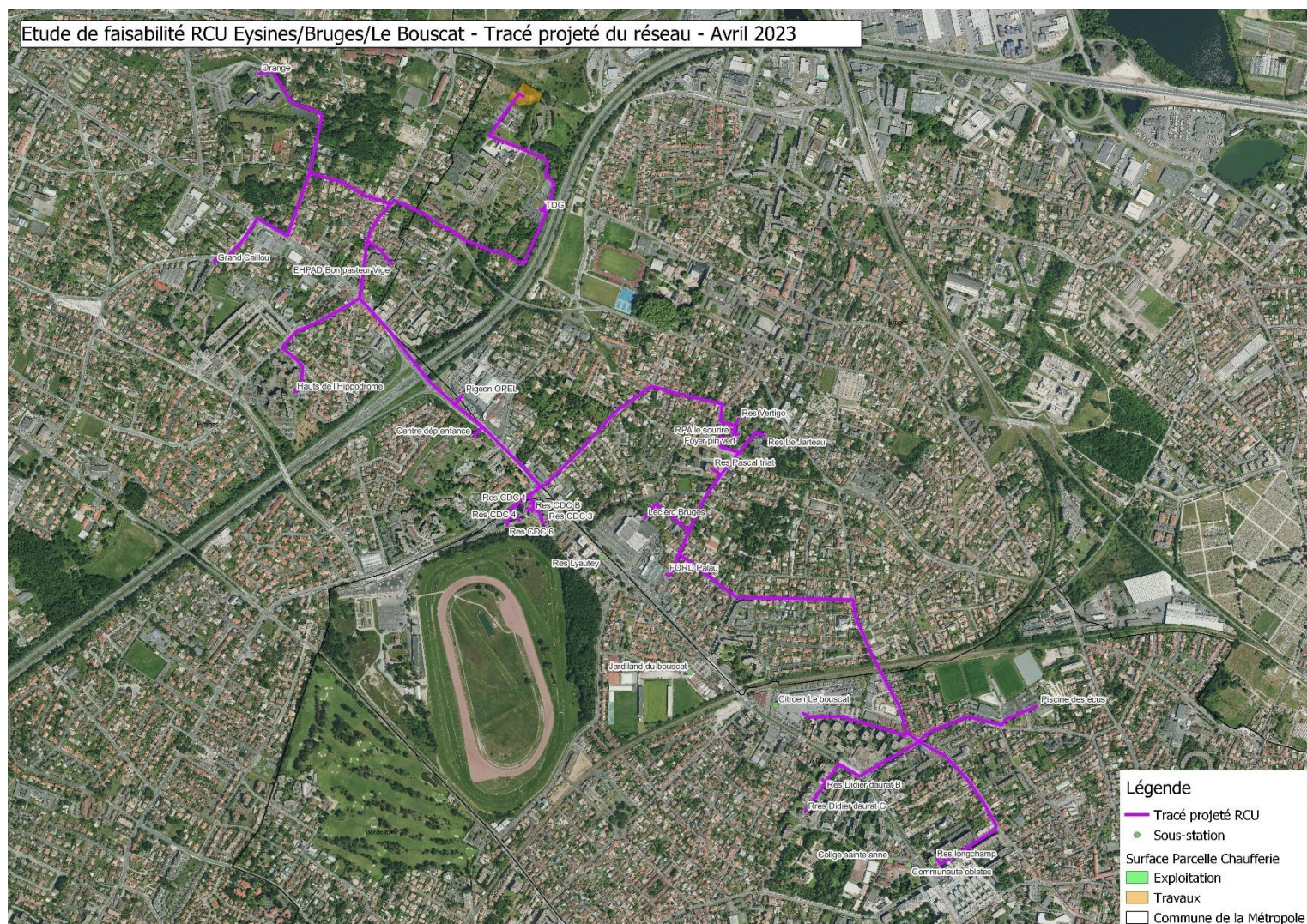
Le choix du lauréat est attendu au dernier trimestre 2024 pour une mise en service progressive du RCU en 2026.

11.4. Réseau de chaleur Eysines/Bruges/Le Bouscat

Une étude de faisabilité d'un réseau de chaleur sur les communes d'Eysines/Bruges/Le Bouscat a été engagée en 2022.

Les principales conclusions de cette étude ont été rendu fin 2022 et sont les suivantes :

- 27 abonnés potentiels pour un besoin de 21 GWh de chaleur (13 MW)
- 60% des besoins en chaleur proviennent d'entités publiques ou de santé
- 3 grands abonnés potentiels (résidence Hauts de L'Hippodrome, résidence Grand Cailloux et la Tour de Gassies)
- 9 km de réseau et 27 sous-stations pour une densité faible de 2,2 MWhu/ml
- Nombreux points durs sur le tracé du réseau : rocade, tramway, voie ferrée
- 2 scénarios pour la production de chaleur EnR : une chaudière biomasse ou une géothermie pour une couverture EnR supérieure à 80%
- Centrale de production qui serait située sur un terrain du site de la Tour de Gassies propriété de l'UGECAM
- Un tarif de la chaleur estimé tout juste compétitif par rapport à une référence gaz



Il est prévu en 2023 une négociation avec l'UGECAM pour l'acquisition d'un terrain de m² sur la parcelle de la Tour de Gassies.

5 000

Il sera également regardé s'il est pertinent de rattacher cette étude à l'étude du réseau de chaleur de Blanguefort.

11.5. Lycée Charles Péguy d'Eysines

Afin de répondre aux enjeux de protection de la Jalle de Blanquefort, les travaux engagés par Bordeaux Métropole sont en voie de finalisation en 2022, à savoir :

- Un réseau de transfert d'eaux brutes depuis la station d'épuration de Cantinole vers celle de Lille-Blanquefort,
- Un réseau de transfert des eaux traitées depuis Cantinole vers le point de rejet des eaux traitées de la station d'épuration de Lille Blanquefort.

Ces travaux s'accompagnent d'aménagement spécifiques (by-pass) pour pouvoir récupérer les calories de ces effluents.

La Région Nouvelle Aquitaine, qui a exprimé depuis plusieurs années son intérêt de valoriser une partie de l'énergie des effluents pour le chauffage du lycée Charles Peguy à Eysines, doit réaliser les travaux d'adaptation sur son propre réseau de chauffage.

Le coût de ces travaux est de l'ordre de 100 000 € pour Bordeaux Métropole. Une convention d'une durée de 20 ans a été conclue entre Bordeaux Métropole et la Région Nouvelle Aquitaine.

Ce raccordement permettra de valoriser annuellement entre 600 et 800 MWh de chaleur fatale issue du réseau d'assainissement.

12. ANNEXES ECONOMIQUES ET FINANCIERES

12.1. HGE

I. LES CONTROLES EFFECTUES

Le délégataire a envoyé son compte rendu annuel technique et financier le 31 mars 2023, 15 jours plus tard par oubli de la date contractuelle au 15 mars. Les premiers contrôles de complétude ont été effectués sur avril. Les contrôles de cohérence et d'analyse se sont déroulés jusqu'en juillet. L'instruction s'est correctement déroulée et le délégataire a été très réactif.

Le contexte de l'année

Les différentes démarches entreprises par HGE sur l'exercice ont abouti notamment à :

- la mise en service de 12 nouvelles sous stations ;
- un maillage du réseau (2km) afin de le sécuriser et d'assurer la continuité de service ;
- la signature du raccordement de la résidence Beausite, élément structurant du développement du réseau ;
- l'aboutissement d'une solution de raccordement pour la caserne CRS 14 ;
- faire profiter les abonnés éligibles (80%) du bouclier tarifaire.

Informations financières

La présente analyse financière de la société Hauts de Garonne énergies (HGE), délégataire de service public pour la production et la distribution de chaleur sur la rive droite, est basée sur :

- les comptes annuels comparés au plan d'affaires.
- l'ensemble des documents techniques et financiers prévus contractuellement,
- les contrôles sur pièces effectués par le délégant,
- les échanges permettant la compréhension du dossier.

Versions provisoires :

- Compte-rendu annuel délégataire V2 qui est en cours de finalisation.
- Liasse fiscale, annexe des comptes sociaux et rapport des commissaires aux comptes (général et spécial) dans l'attente de la validation par l'assemblée générale.

Pièce	Satisfaisant	Non satisfaisant	Réserves	Commentaires
Compte rendu annuel du délégataire	31/03/2023 X			Après une première version commentée par BM une V2 a été fournie en juin – La VDEF est parvenue en août.
Maquette Excel réunissant les points de contrôle	31/03/2023 X			Tous les documents ont été fournis et explications apportées
Rapport du Commissaire aux comptes (CAC)	X			Certification sans réserve.

Les contrôles du délégant

Pièce	Satisfaisant	Non satisfaisant	Réserves	Commentaires
- Contrôles de cohérence				
Passage BG vers compte de résultat analytique	X			Globalement satisfaisant
Globalité-détail GEGV et R	X			Le recouplement des lignes de renouvellement n'a pas été contrôlé avec le fichier d'immobilisation : les intitulés ne sont pas les mêmes.
Validation du solde de GEGV-R	X			
Compte rénovation			X	Les investissements pour la cogénération ont été inclus contrairement à l'article 70.1 du contrat
Détail R1- R2 avec CA	X			
- Inventaire d'immobilisation et investissements concessifs	X			Détail par nature des investissements (immobilisations en cours) reçu et valorisé

II. L'ANALYSE FINANCIERE DU COMPTE D'EXPLOITATION ET DES COMPTES SOCIAUX PAR LE DELEGANT

Ci-dessous les différents tableaux des comptes ayant permis de mener l'analyse financière de l'exercice 2022.

- **Le compte d'exploitation : une marge nette en progression de 2 points de base du fait des ventes d'électricité et de droits de raccordement en hausse**

Nota : l'Excédent brut d'exploitation (EBE) est calculé y compris les charges de redevances et de fonds d'abondement pour une vision économique et non comptable. Le contrat HGE-BM ne prévoit pas de clause de partage des gains de productivité calculé sur l'EBE.

	REEL			PREVISIONNEL			ECARTS (Réel - Prévisionnel)	
							2022	
En K Euros	2021	2022	CUMULÉ	2021	2022	à fin 2022	Δ€	Δ%
Total produits d'exploitation	10 689,24	13 342,15	24 031,40	8 923,33	9 558,99	18 482,32	3 783,16	40%
Chiffre d'affaires	8 510,16	10 066,65	18 576,81	7 928,75	8 080,00	16 008,75	1 986,65	25%
R1	4 111,48	5 678,16	9 789,64	3 638,53	3 709,50	7 348,03	1 968,66	53%
R2	4 398,68	4 388,49	8 787,17	4 290,23	4 370,50	8 660,73	17,99	0%
Droits de raccordement	327,49	637,18	964,67	375,92	421,77	797,69	215,41	51%
lissage Droit de raccordement	0,00	0,00	0,00	-375,92	62,65	-313,26	-62,65	-100%
Ventes d'électricité	1 558,86	2 380,75	3 939,61	994,57	994,57	1 989,14	1 386,18	139%
autres produits	292,73	257,58	550,31			0,00	257,58	
Produits excédents quotas CO2			0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
Charges d'exploitation :	8 351,73	9 163,53	17 515,26	6 516,69	6 096,58	12 613,27	3 066,95	50%
- P1 Approvisionnements	5 146,54	6 190,07	11 336,61	3 749,11	3 629,57	7 378,68	2 560,50	71%
dont gaz	2 920,15	3 510,29	6 430,44	1 089,50	1 014,64	2 104,13	2 495,66	246%
dont chaleur de récupération UVE	1 880,03	1 962,91	3 842,95	2 086,02	2 079,96	4 165,97	-117,05	-6%
- P2 exploitation	2 562,02	2 404,07	4 966,09	2 185,12	2 089,99	4 275,11	314,08	15%
- P3 GEGV et Renouvellement	643,18	569,39	1 212,57	582,46	377,02	959,49	192,37	51%
EBE	2 337,51	4 178,63	6 516,13	2 406,63	3 462,41	5 869,05	716,21	21%
Résultat d'exploitation	2 198,97	2 959,05	5 158,02	2 406,63	2 650,61	5 057,24	308,44	12%
Résultat financier	-20,56	-145,26	-165,82	0,00	-143,90	-143,90	-1,36	1%
Résultat courant avant impôt	2 178,41	2 813,79	4 992,20	2 406,63	2 506,71	4 913,34	307,08	12%
Résultat exceptionnel	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
Participation des salariés	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
Impôts sur les sociétés	577,28	727,95	1 305,23	779,11	684,34	1 463,45	43,62	6%
Résultat net	1 601,13	2 085,83	3 686,96	1 627,52	1 822,37	3 449,89	263,46	14%
% frais de siège / CA (R1+R2+DR)	3,0%	2,5%						
Taux de marge nette (RN/CA)	18,8%	20,7%		20,5%	22,6%	21,6%		

Le chiffre d'affaires 2022 (10 M€ soit 75% des produits d'exploitation) doit sa croissance (+40% Vs prévisionnel) :

- d'une part, au volume de ventes d'électricité plus important que prévu. Le nombre de jour d'appel de la cogénération a été de 43, ce qui est exceptionnel et résulte d'un manque de puissance du système de production d'EDF. En effet, 24 des 56 réacteurs nucléaires français étaient à l'arrêt pour maintenance (programmée ou non) depuis fin 2021 et jusque début 2023, créant un déficit de production important, dans un contexte de forte demande d'électricité. Les ventes se sont élevées à 2,4 M€ ;
- d'autre part, au nombre de nouveaux raccordements effectués correspondant au développement du réseau. Les droits de raccordements se sont élevés à 0,6 M€.

Zoom sur la tarification et le prix vertueux d'un réseau de chaleur

La recette de vente de chaleur aux abonnés (R1 + R2)¹² s'est accrue (hors effet d'écriture de rattachement à l'exercice) d'environ 23% Vs 2021.

Sur la **consommation (R1)** c'est une hausse de 41% qui a été observée. Le prix (PEG Month Ahead)¹³ de la molécule de gaz sur le marché en 2022 se tenait dans une fourchette de 80 à 170 €/Mwh. Le prix de vente R1 gaz est, d'une part, révisé, et, d'autre part, intègre le coût du transport, de la distribution et des taxes (TICGN¹⁴ notamment). Ainsi une augmentation de 15,77 €/MWh en base marché à 170 €/MWh fait passer le R1 gaz de 55 € à 330€/MWh. Le prix de la molécule est multiplié par 11 tandis que le prix de la chaleur résultant de la formule contractualisée avec HGE ne produit un effet multiplicateur que de 6.

Par ailleurs, la part du gaz qui constitue 15% du mix énergétique dans la formule paramétrique du contrat (55€ x 15% = 8,25€/MWh prix de base du R1gaz) a joué un rôle d'amortisseur. En effet, pour un prix à 330 €/MWh l'impact dans le coût de la chaleur aura été de (330€ x 15%) 49,50€. Le prix du R1 a varié de l'ordre de 50 à 70 €/Mwh.

Enfin, l'effet prix a été considérablement amoindri par les volumes qui ont diminué de presque 10% du fait d'un hiver peu rigoureux.

¹² Le produit de la vente de chaleur est constitué :

(R1) d'une part variable basée sur les consommations et sujette aux aléas climatiques,
(R2) d'une part fixe correspondant à l'abonnement calibré sur les puissances souscrites.

¹³ PEG Month Ahead est un indice du prix du gaz

¹⁴ TICGN = Taxe intérieure sur consommation du gaz naturel

Quant à la **part fixe** constituée de **l'abonnement (R2)** c'est une quasi-stabilité (5%) qui est matérialisée en 2022. Dans la tarification 58% n'est pas soumis à indexation de révision conférant une stabilité du prix du réseau de chaleur. Ainsi le tarif (€/kW) a augmenté de 2% pour une croissance de volume (puissance souscrite) de 2,8%.

Le prix réel du gaz augmente dans les mêmes proportions (+24%) que le prévisionnel. En revanche, les volumes de livraisons de chaleur (-23%) viennent amoindrir la hausse tarifaire.

Le prix de vente à l'abonné hors bouclier tarifaire s'est établi à 106 € TTC. Le bouclier tarifaire (pris en charge par l'État) mis en œuvre par le délégataire (1 055 432 €) a permis de baisser le tarif de 11% pour l'amener à 94€ TTC.

Les charges d'exploitation (hors charges calculées) une tendance à l'augmentation

Elles s'établissent à 9,1 M€ (+ 9,7%Vs 2021) et représentent 69% des produits d'exploitation.

La principale charge (**6,2 M€** soit 67% du total des charges) est constituée des **approvisionnements (P1)**, notamment en gaz et en chaleur de récupération de l'UVE. Du fait de l'envolée des prix du gaz ce poste s'accroît de 20% comparativement à 2021 et de 71% au prévisionnel.

Les **charges (P2) dites d'exploitation du réseau de chaleur (2,4 M€)** représentent 26% du total des charges et ont diminué par rapport à 2021 de 6% mais dépassent les prévisions de 15%. La diminution réside principalement dans la baisse des fuites sur le réseau (renouvellement) permettant une réelle économie d'appoint en eau dans le réseau (-60% d'économie Vs 2021) mais demeure encore au-dessus des prévisions (+3%). C'est également la hausse du prix de l'électricité qui pèse lourdement dans les charges (+67% Vs 2021 et 48% Vs prévisionnel). Enfin, les redevances versées à la collectivité se sont accrues de 15% Vs 2021 et de 34% au prévisionnel. Cette hausse est due à la redevance sur performance, basée sur 2% des ventes totales, chiffrée à 266 K€ contre 191 K€ au prévisionnel et 213 K€ en 2021.

Enfin les **charges (P3) de gros entretien et renouvellement (0,6 M€)** représentent 6% des charges totales et ont une tendance baissière par rapport à 2021 de 11% mais dépassent les prévisions de 51%. Les outils de production (les chaufferies) nécessitent plus de mise à niveau que prévu. La grosse réparation (0,4 M€) qui a eu lieu sur la cogénération a été portée en immobilisation et ne vient pas grever le solde de GEGV&R¹⁵.

Le résultat d'exploitation s'élève à 2,9 M€, il inclut les charges calculées qui sont plus conséquentes que prévu du fait notamment des investissements plus coûteux.

Le résultat net dégagé par HGE est **positif de 2,1 M€** ce qui dépasse la prévision de presque 15% (0,3 M€) et marque une hausse significative de 30% comparé à 2021.

¹⁵ GEGV&R : Gros entretien grandes visites et renouvellement

- Le bilan reflète les lourds investissements de rénovation du réseau

		BILAN REEL		ECART N/N-1		BILAN PREVISIONNEL		ECARTS	
		2021	2022	En €	En %	2021	2022	En €	en %
en Euros								2022	
ACTIF	Capital souscrit non appelé	1 854 084	0	-1 854 084,00	-100%			0	
	Immobilisations brutes	5 456 623	23 669 956	18 213 333,31	334%	9 090 971	20 442 245	3 227 711	16%
	dont immo en cours	5 456 623	7 748 519	2 291 896,76	42%			7 748 519	
	Amortissements		1 024 637	1 024 636,81		0	927 517	97 120	10%
	Immobilisations nettes	5 456 623	22 645 319	17 188 696,50	315%	9 090 971	19 514 728	3 130 592	16%
	Total actif immobilisé net	7 310 707	22 645 319	15 334 612,50	210%	9 090 971	19 514 728	3 130 592	16%
	Stocks	89 619	35 865	-53 754,00	-60%	0	0	35 865	
	Créances d'exploitation	5 638 637	7 841 905			1 160 644	1 251 984		
	Trésorerie	339 149	476 303	137 154,63	40%	1 055 075	2 157 610	-1 681 306	-78%
	Total actif circulant	6 067 405	8 354 073	2 286 668,77	38%	2 215 718	3 409 593	4 944 480	145%
	Charges constatées d'avance	82 936	62 201	-20 735,00	-25%			62 201	
	Total Actif	13 461 047	31 061 594	17 600 546,27	131%	11 306 689	22 924 321	8 137 273	35%
PASSIF	Capital social	3 708 168	3 708 168	0,00	0%	1 351 274	2 860 154	848 014	30%
	Réserves et Report à nouveau	0	1 601 132			0	1 627 520		
	Résultat de l'exercice	1 601 132	2 084 200	483 068,03	30%	1 627 520	1 822 374	261 826	14%
	Subventions d'investissement (nettes)			0,00		1 251 073	3 720 294	-3 720 294	-100%
	Capitaux propres	5 309 300	7 393 500	2 084 199,96	39%	4 229 867	10 030 342	-2 636 842	-26%
	Provisions pour R&C (y compris GER)	138 541	333 483	194 942,00	141%	0	0	333 483	
	Dettes financières long terme	322 729	13 530 297	13 207 567,88	4092%	6 112 708	11 992 019	1 538 278	13%
	Dettes long terme	461 270	13 863 780	13 402 509,88	2906%	6 112 708	11 992 019	1 871 761	16%
	Dettes d'exploitation	7 690 477	9 804 313			964 113	901 960		
	Convention de trésorerie groupe			0,00				0	
	Trésorerie court terme			0,00		0	0	0	
	Dettes court terme	7 690 477	9 804 313	2 113 836,43	27%	964 113	901 960	8 902 354	987%
	PCA (= Droits de raccordements)			0,00		0	0	0	
	Total Passif	13 461 047	31 061 594	17 600 546,27	131%	11 306 689	22 924 321	8 137 273	35%

Le bilan s'est accru de 131% par rapport à 2021 en passant de 13 M€ à 31 M€.

Il se compose essentiellement de :

- 22,6 M€ d'**immobilisations** dont 7,7 M€ en cours relatives à la rénovation du réseau et à son développement. Par rapport au prévisionnel, les immobilisations dépassent la prévision de 16% en termes de coût du fait du renchérissement des matières premières qui ne pouvait être connu au moment de la constitution du plan d'affaires.
- 7,8 M€ de créances d'exploitation dont 3,8 M€ clients hors groupe et 1,8 M€ de demande de remboursement de TVA.
- 7,4 M€ de capitaux propres dont 3,7 M€ de capital social entièrement libéré sur l'exercice 2022, le reste (3,7 M€) constituant les résultats.
- 13,8 M€ de **dettes à long terme** incluant majoritairement le prêt d'Idex (l'une des sociétés mères) pour le financement des travaux.
- 9,8 M€ de dettes d'exploitation dont 3 M€ de fournisseurs d'immobilisation.

La **profitabilité** peut être appréhendée par le taux de marge nette (Résultat net / chiffre d'affaires) plutôt que par le taux de rendement interne (TRI) qui n'a de sens que pour une pure concession de travaux, et qui lui mesure la rentabilité du projet. Ce taux de marge nette arbore les 21% en 2022, soit 2 points de plus qu'en 2021, et se situe un peu en dessous du prévisionnel établi à 22,6%, du fait de charges plus conséquentes que prévu.

Le ratio d'indépendance financière (capitaux propres sur capitaux permanents) passe de 88% en 2021 à 35% du fait de l'endettement (interne) en année pleine en 2022.

La **trésorerie (476 K€)** permet de couvrir 19 jours de charges, ce qui est moins bien que le prévisionnel établi à 127 jours.

- **La trésorerie fait face aux besoins en investissement**

Tableau de flux de trésorerie - HGE	2021	2022
Résultat net	1 601	2 086
+ Dotations aux amort et Provisions	313	1 343
- Reprise sur amort et Provisions	-175	-124
Capacité d'Auto Financement (CAF)	1 740	3 305
Variation des frais financiers	1	-1
Variation nette exploitation	2 005	2 120
Variation de Stocks	-90	54
Variation des créances d'exploitation	-4 420	91
Variation des dettes d'exploitation	6 514	1 975
Variation nette hors exploitation	-127	-2 134
Variation du BFR	1 879	-15
Flux net de trésorerie sur Activité (A)	3 619	3 290
Variation sur acquisition / cession immobilisations	-5 457	-18 035
Variation sur acquisition / cession immobilisations Fi		-178
Flux net de trésorerie sur Investissement (B)	-5 457	-18 213
Variation de capital	1 854	1 854
Variation des emprunts (émission- remboursement)	323	13 208
Flux net de trésorerie sur Financement (C)	2 177	15 062
Variation de trésorerie (A+B+C)	339	139
Tésorerie à l'ouverture	0	339
Tésorerie à la clôture	339	476

L'analyse des **flux de trésorerie** tend à démontrer que l'activité dégage 3,3 M€ ce qui est absorbé par les flux d'investissement (-18,2 M€) et atténué par les flux de financement (capital social et prêt groupe) pour 15 M€, laissant une trésorerie de 0,5 M€ à fin 2022. Ainsi la trésorerie s'est accrue de 0,1 M€ et demeure positive.

Autrement dit, le tirage d'emprunt à hauteur de 13,2 M€ complété par le capital social (1,9 M€) et la trésorerie générée par l'activité (3,3 M€) suffisent pour financer les investissements de l'exercice de 18,2 M€.

- **Perspectives 2023 : fin de la rénovation et développement accru du réseau**

Cette deuxième année d'exploitation du réseau vient se solder par un résultat net positif. Les exigences du contrat en termes de rénovation et de développement avaient pris du retard au démarrage. La rénovation du réseau qui a été avancée aux deux tiers sur 2022 a limité les fuites, celles-ci demeurent encore importantes. Les travaux de rénovation devraient être presque achevés à fin 2023.

L'année 2023 sera l'occasion de développer le réseau de manière plus accrue avec la mise en service d'abonnés plus important en nombre et en taille que prévu. Le délégataire a pour objectif de diminuer les consommations électriques des auxiliaires des outils de production. Une étude va ainsi être menée sur le dimensionnement des pompes réseaux et leur adaptation éventuelle.

Pour le financement, une subvention signée en juillet 2022 de l'ordre de 3,9 M€ sera versée par l'Ademe¹⁶ après que l'aide du Feder¹⁷ est instruite (6,7 M€ escomptés).

Le délégataire estime la hausse des coûts d'investissement à plus de 30% et souhaite que des discussions soient menées sur le financement de ces coûts dans le cadre de l'imprévision afin d'assurer un équilibre économique.

¹⁶ Ademe = Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie

¹⁷ Feder = Fonds européen de développement régional

ANNEXE 1 : LES ELEMENTS PERMANENTS DU CONTRAT

1. Le Contrat

a) Qualification et durée

Bordeaux Métropole (BM) a décidé, par délibération N° 2020-193 en date du 24 juillet 2020, de désigner le groupement de sociétés composé de Idex Territoires d'une part, et de Mixéner, d'autre part, comme attributaire du contrat de délégation de service public du réseau de chauffage urbain des Hauts de Garonne. Ce contrat, notifié le 13 août 2020 pour une durée de 7 ans, a pris effet au 1^{er} janvier 2021.

b) Société dédiée

Les membres du groupement attributaire du contrat, qui demeurent chacun garants solidaires de sa bonne exécution, ont créé la société dédiée « SAS Hauts de Garonne énergies » (HGE) au capital de 3 708 168 €. La répartition capitalistique est de 66% pour Idex territoires, d'une part, et de 34% pour Mixéner, d'autre part.

c) Objet et missions confiées

L'objet de la délégation porte sur l'établissement et l'exploitation des ouvrages destinés au service public de production et de distribution de chaleur par le réseau. La livraison de chaud s'entend jusqu'aux sous-stations des abonnés situées en pied d'immeubles.

Le délégataire est maître d'ouvrage et chargé d'établir, à ses frais et risques les nouveaux ouvrages, notamment le programme de travaux. Il en assure le renouvellement dans les mêmes conditions. Tous les ouvrages, financés par le délégataire, doivent être normalement amortis au plus tard à l'échéance de la délégation, sauf pour les travaux de développement prévus au programme de travaux de premier établissement, ou pour les travaux de développement non-prévus au programme de travaux de premier établissement qui seraient réalisés par le délégataire avec l'accord exprès de l'autorité délégante.

Les travaux de développement pourront faire l'objet d'une soultte selon les modalités prévues au contrat (maximum 5 M€).

d) Périmètre de la délégation

Le périmètre géographique de la délégation est composé des communes de la rive droite de Bordeaux : Cenon, Floirac et Lormont.

Le réseau de chauffage est alimenté par la chaleur fatale issue de l'unité de valorisation de Cenon.

Le raccordement au réseau de chaleur est obligatoire pour les projets neufs ainsi que pour les bâtiments existants faisant l'objet de rénovations importantes dans les zones prioritaires, le réseau ayant été classé en septembre 2018.

2. Les avenants au contrat

- a) **Avenant 1** adopté par délibération N°2021-145 en date du 18 mars 2021 et signé le 7 avril 2021 a eu pour principal objet de substituer la société Hauts de Garonne Energies dans les droits et obligations de la société Idex Territoires.

- b) **Avenant 2** adopté par délibération N°2021-678 en date du 25 novembre 2021 et signé le 9 décembre 2021 acte la création d'une annexe portant avenant n°1 à la convention de vente de chaleur entre l'UVE de Cenon et le réseau de chaleur. L'avenant porte également sur la répartition des locaux et parking entre UVE de Cenon et réseau de chaleur, traite des délais accordés pour les modifications des postes gaz et électrique. En outre, l'avenant procède à des adaptations liées à la prise en compte de l'installation des nouveaux équipements de fourniture de l'énergie récupérée dans les fumées sur l'UVE de Cenon.
- c) **Avenant 3** adopté par délibération N°2022-356 en date du 24 juin 2022 et signé le 27 juillet 2022 a porté sur le respect des principes de la République, ayant notamment pour objectif le renforcement de la neutralité du service public et la lutte contre le séparatisme et les atteintes à la citoyenneté.

3. L'économie générale du contrat

a) Les investissements cible

Le plan d'affaires prévoit des investissements pour le développement et la rénovation du réseau à hauteur de **28,8 M€**, répartis comme suit :

Rénovation du réseau	18,5 M€
Développement du réseau	4,6 M€
Sous station	1,0 M€
Equipements d'appoint / secours	0,2 M€
Etudes et maîtrise d'œuvre.....	4,5 M€

b) Le financement de ces investissements

subventions.....	7,5 M€
droits de raccordement.....	2,8 M€
capital social et fonds propres	3,7 M€
dette groupe.....	14,8 M€

La rémunération du délégataire repose sur une redevance perçue auprès des abonnés du réseau. La redevance est destinée à rémunérer les charges d'exploitation qu'il supporte.

Celle-ci est composée :

- du coût des combustibles ou autres sources d'énergie (parts fixes, variables et taxes) nécessaires pour assurer le chauffage des locaux, la production d'eau chaude sanitaire (ECS), le réchauffage de l'eau, ou la climatisation des locaux (élément variable R1) ;
- des coûts « fixes » supportés par le délégataire dans le cadre de l'exploitation du service au titre de la prestation de délivrance d'ECS et de chauffage, du fonctionnement, de la maintenance, du renouvellement, de l'amortissement ... (élément fixe R2 réparti entre les abonnés selon la puissance souscrite) ;
- des droits de raccordement.

ANNEXE 2 : LEXIQUE

Abonné : désigne, pour un Poste de Livraison de chaleur, la personne physique ou morale ayant souscrit une police d'abonnement au service public de production et distribution de chaleur.

Frais de raccordement : sont composés de coûts de raccordement (part des travaux de réalisation de poste de livraison et les couts de branchement au réseau de chaleur principal) et de droits de raccordement (financement des travaux de 1^{er} établissement et de développement du réseau).

Gros Entretien et Grandes Visites : planification de travaux ponctuels en principe dès l'acquisition ou la construction du bien à l'issue d'une période définie sur plusieurs années, et qui ont pour seul but de vérifier le bon état de fonctionnement des installations et d'y apporter un entretien sans prolonger leur durée de vie au-delà de celle prévue initialement. Ces dépenses revêtent le caractère de charges d'exploitation.

Poste de Livraison : ouvrage du circuit primaire (tuyauterie de liaison intérieure, compteurs, régulation primaire, échangeur...), situé dans la propriété de l'Abonné en amont des brides ou vannes d'isolement des circuits secondaires Abonnés.

Renouvellement : désigne des dépenses qui ont le caractère d'immobilisation, notamment remplacements à l'identique ou à l'équivalent d'ouvrages ou de composants, dans le cadre de l'exploitation ayant pour objet de modifier des installations ou de prolonger leur durée de vie.

Sous-station : comprend un échangeur qui permet le transfert de la chaleur transportée par le réseau primaire (canalisations qui relient la chaufferie principale aux bâtiments à chauffer) au réseau secondaire (canalisations du bâtiment).

Tarifs :

- Terme R : facturation de l'énergie aux Abonnés

$R = R1 \times \text{Nombre de MWh consommés par l'Abonné} + R2 \times \text{Puissance souscrite par l'Abonné}$

- Terme R1 : facturation de la consommation

Elément proportionnel représentant le coût des combustibles ou autres sources d'énergie réputés nécessaires, en quantité et en qualité, pour assurer la fourniture d'un MWh d'énergie calorifique destiné au chauffage des locaux, à la production d'eau chaude sanitaire ou au réchauffage d'eau.

- Terme R2 : facturation de l'abonnement

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

- R21 : coût de l'énergie électrique utilisée mécaniquement pour assurer le fonctionnement des installations de production et de distribution d'énergie ainsi que l'éclairage des bâtiments (sauf les sous-stations).
- R22 : coût des prestations de conduite, de petit entretien et de grosses réparation, frais administratifs (redevances, cotisation économique territoriale, impôts, frais divers...), nécessaires pour assurer le fonctionnement des installations primaires.
- R23 : coût des prestations de renouvellement et de modernisation des installations.
- R24 : coût d'amortissement et de financement des investissements des travaux de premier établissement.
- R25 : impact du montant des subventions obtenues.

12.2 BBE

I LES CONTRÔLES

Le contexte de l'année

L'exercice 2022 est relativement ordinaire, avec la poursuite du développement du réseau :

- Sur le **volet technique**, le délégataire a poursuivi ou a réalisé des extensions du réseau, en coordination avec l'Etablissement public d'aménagement (EPA) Bordeaux-Euratlantique, notamment sur le boulevard Jean Jacques Bosc et sur le domaine d'Armagnac Sud. Fin 2022, 36¹⁸ sous-stations sont en service (dont 13 nouvelles), alimentant en chaleur 1 723 logements (+640 logements).
- Sur le **volet commercial** 14 nouvelles polices d'abonnement ont été signées.

Deux avenants ont été signés sur l'exercice :

- Un avenant actant les obligations du Concessionnaire en matière de respect des principes de la République ;
- Un avenant actant principalement la modification du programme de travaux du délégataire avec une extension du réseau vers la caserne Nansouty et un maillage sur le secteur Amédée Saint Germain. Ces nouveaux investissements, demandés par le délégant¹⁹, n'étant pas rentables, les droits de raccordement se voient, en contrepartie, portés de 262 € HT/kW pour les bâtiments neufs à 285 € HT/kW auxquels s'ajoutent 15 000 € HT/sous-station.

Les informations financières

BORDEAUX BEGLES ENERGIES	SATISFAISANT	NON SATISFAISANT	RESERVES	COMMENTAIRES
Rapport annuel du délégataire	X			
Comptes d'exploitation	X			
Grand-livre	X			
Rapport du Commissaire aux comptes (CAC)	X			Certification sans réserve des comptes 2022.

¹⁸ Dont deux sous-stations (5.1ab et 9.17) desservent chacune deux abonnés.

¹⁹ Afin d'améliorer le bilan carbone à l'échelle du territoire, ainsi que de sécuriser le réseau.

Les contrôles du délégant

BORDEAUX BEGLES ENERGIES	SATISFAISANT	NON SATISFAISANT	RESERVES	COMMENTAIRES
Rapprochement comptes annuels / comptes analytiques / liasse fiscale	X			
Revue analytique du compte d'exploitation et du bilan	X			
Méthodes appliquées dans le suivi des immobilisations	X			En 2022, et contrairement aux années précédentes, la méthode prévue contractuellement a été appliquée, mais pour des raisons fiscales la dotation comptabilisée a été plafonnée au niveau des recettes R23.
Personnel		X		Absence de personnel dans la société dédiée contrairement à ce qui est prévu contractuellement.
Frais de siège et prestations afférentes			X	Sur l'exercice le niveau de ce type de dépense semble élevé ; à suivre le long du contrat, une fois que l'activité aura atteint son rythme de croisière.
Redevances	X			

II L'ANALYSE FINANCIÈRE DES COMPTES SOCIAUX

L'activité : poursuite des raccordements et ainsi croissance des ventes de chaleur

	RÉALISÉ 2020	RÉALISÉ 2021	RÉALISÉ 2022	Écart 2022-2021	
	en €	en €	en €	en €	en %
Chaleur	570 548	810 517	1 253 356	442 839	55%
R1 (consommation)	336 333	526 184	833 481	307 297	58%
R2 (abonnement)	234 215	284 333	419 875	135 542	48%
Chaleur autres usages	3 492	3 199	8 016	4 817	151%
Droits de raccordement	546 283	973 233	943 996	-29 237	-3%
Autres ventes		63 627	27 027	-36 600	-58%
Chiffre d'affaires	1 120 322	1 850 576	2 232 395	381 819	21%
Autres produits	1 176	10 855	19 245	8 390	77%
TOTAL PRODUITS D'EXPLOITATION	1 121 498	1 861 431	2 251 640	390 209	21%

Le chiffre d'affaires 2022 poursuit sa croissance en s'établissant à 2 232 K€ (+382 K€, +21% par rapport à 2021) et se compose essentiellement :

- Des **ventes de chaleur** dont la hausse de 55% résulte :
 - d'un effet volume principalement, avec une consommation et des puissances souscrites accrues grâce aux nouveaux raccordements intervenus en 2022, à l'effet année pleine des sous-stations raccordées en 2021, ainsi que contrebalancé dans une plus faible mesure par la baisse des degrés jours unifiés²⁰ ;
 - d'un effet prix R1²¹ et d'un effet prix R2²² respectivement en augmentation, en moyenne sur l'année, de +14,4 € HT/MWh (+35%) et de +1 € HT/KW (+4%). Ces variations de tarifs correspondent aux évolutions d'indices appliquées sur les tarifs (*les proportions de chaque indice étant censées correspondre à la structure de charges, pour ainsi refléter l'évolution des coûts sur les produits - la proportion de l'indexation gaz, prévue contractuellement, est toutefois trop prépondérante par rapport à la réalité sur cette phase de développement du réseau*). Le R1 est notamment indexé à hauteur de 69% sur l'électricité et de 5% sur la molécule gaz²³, il est donc ainsi grandement impacté par la crise énergétique.

²⁰ L'hiver 2022 a été plus rigoureux que celui de 2021.

²¹ Correspond à la consommation de chaleur provenant de l'UVE et de la chaufferie gaz.

²² Correspond à l'abonnement (coûts d'exploitation, de maintenance, de construction et de financement des installations), déterminé en fonction des puissances souscrites.

²³ Indexation sur l'indice PEG (prix d'échange gaz) mensuel. Il équivaut à la moyenne de tous les prix de règlements quotidiens des contrats à terme sur le gaz naturel du mois en cours et reflète sa valeur de marché.

- Des **droits de raccordement**²⁴, montants auxquels un abonné doit s'acquitter pour pouvoir se raccorder au réseau, qui sont stables sur l'exercice.

	RÉALISÉ 2020	RÉALISÉ 2021	RÉALISÉ 2022	Écart 2022-2021	
	en €	en €	en €	en €	en %
Chiffre d'affaires	1 120 322	1 850 576	2 232 395	381 819	21%
Energie Primaire	431 822	521 806	602 721	80 915	16%
<i>UVE R1i (consommation)</i>	170 261	244 914	306 588	61 674	25%
<i>UVE R2i (abonnement)</i>	246 618	253 911	267 660	13 749	5%
<i>Gaz</i>	14 944	22 981	28 473	5 492	24%
Autres achats	11 735	7 766	10 889	3 123	40%
Services extérieurs	315 359	392 153	369 564	-22 589	-6%
Autres Services Extérieurs	97 375	96 801	128 277	31 476	33%
Impôts et taxes	37 400	20 897	19 654	-1 243	-6%
Charges de personnel	15	0	0	0	N/A
Autres charges de gestion courante	497 623	489 868	516 487	26 619	5%
Dotation aux amort. Et provisions	214 174	358 064	475 264	117 200	33%
TOTAL CHARGES D'EXPLOITATION	1 605 501	1 887 355	2 122 856	235 501	12%

Les charges d'exploitation sont également en croissance entre les deux exercices (+382 K€, +21%) et se décomposent principalement de la manière suivante :

L'**énergie primaire** correspond essentiellement aux achats de chaleur auprès de l'Usine de valorisation énergétique (UVE) de Bègles (574 K€), dont :

- 307 K€ de partie variable R1, en augmentation de +25% vs l'exercice précédent, résultant principalement de la croissance de +22% des consommations (nécessitant 20 131 MWh d'approvisionnement vs 14 521 MWh en 2021) et de la hausse de +6% des coûts de l'énergie unitaire sortie de l'UVE (17,9 €/MWh vs 16,9 €/MWh en 2021²⁵).
- 268 K€ de partie fixe R2, correspondant au coût du fonctionnement de l'UVE, en augmentation de 5% par rapport à 2021²⁶.

En complément, du gaz a été acheté dans une faible mesure (28 K€) afin d'alimenter, en secours, le réseau.

La chaleur provient à 98% de l'UVE et à 2% de la chaudière du MIN (gaz).

²⁴ Ils sont perçus en deux phases par le délégataire : un acompte de 50% pour chaque demande d'abonnement, puis le solde à la mise en service de la sous-stations (et ce depuis l'entrée en vigueur de l'avenant 5). Depuis l'avenant 5, ils s'élèvent à 285 €/kW de puissances souscrites + 15 000 €HT pour les bâtiments neufs et 72 €/kW pour les bâtiments existants.

²⁵ Evolution du coût dépendant à 50% de celui l'indice électrique *Électricité vendue aux entreprises ayant souscrit un contrat pour capacité > 36kVA*.

²⁶ Coût dépendant principalement de l'évolution des indices ICHT-IME *Horaire du Travail Tous salariés industries mécaniques et électriques* et FSD2 *Frais et Services Divers catégorie 2*.

Les **services extérieurs** s'élèvent à 370 K€ et se composent essentiellement de la sous-traitance (330 K€, -5 K€ vs 2021), avec :

- 184 K€ de fonctions supports, la hausse de celles-ci résulte du service DAF à la suite principalement de l'accroissement des tâches à réaliser).
- 132 K€ de frais d'entretien et de maintenance des sous-stations et de la chaufferie (essentiellement réalisés par Idex, détenant - à travers sa participation dans Mixéner - 49% de Bordeaux Bègles Energies).

Les **autres services extérieurs** s'établissent à 128 K€ (+33% vs 2021) et comprennent principalement :

- Pour 85 K€, la mise à disposition d'un chef de projet par le Groupe, d'un responsable Méthode et de 4 techniciens d'exploitation par Mixéner ; ce poste de charges de personnel détaché
- Les frais de structure (coûts de la direction générale Mixéner) pour 20 K€, représentant 1% du chiffre d'affaires. Comme pour les années précédentes ces frais de structure pourraient être augmentés de 184 K€ d'autres prestations intra-groupes, ce qui représenterait un taux de 9% de frais de siège sur chiffre d'affaires en 2022 ; à suivre une fois que l'activité aura atteint son rythme de croisière. Le chiffre d'affaires étant amené à croître, le taux de frais de siège, mécaniquement, diminuera.

A ce stade de l'activité, le réseau ne nécessite pas encore pour un poste donné un équivalent temps plein. Ainsi, Bordeaux Bègles Energies ne dispose pas, pendant cette phase de développement, de son propre personnel dédié à la structure et fait appel à du personnel détaché et à de la sous-traitance, essentiellement intra-groupe. Au total, cela représente 16 employés intra-groupe occupants différents postes, ce qui correspond à plus de 2 ETP (Equivalents temps plein) sur la période.

Les **autres charges de gestion courante** se composent des redevances dont le délégataire doit s'acquitter chaque année auprès de Bordeaux Métropole (516 K€ - en augmentation de 5%), à savoir les redevances pour :

- mise à disposition des équipements de production (457 K€ - stable) ;
- frais de contrôle (54 K€ - stable) ;
- occupation du domaine public (en croissance à la suite d'une reprise de provision réalisée en N-1 afin de prendre en considération la révision du mode de calcul).

Les **dotations aux amortissements et provisions** s'élèvent à 475 K€ (+117 K€) et se décomposent principalement en :

- 401 K€ de dotations aux amortissements techniques²⁷ et de caducité relatives au réseau et sous-stations mis en service. Ces dotations sont en croissance (+70 K€ vs N-1), en cohérence avec la montée en puissance des immobilisations mises en service²⁸ ;
- 56 K€ de dotations pour provisions pour gros entretien et renouvellement (+53 K€, et 2 K€ de dotations pour gros entretien). La formule de détermination prévue à l'article 75.2 du contrat est désormais appliquée mais le montant est limité au chiffre d'affaires du R23 *Gros entretien et renouvellement des exploitations* par le délégataire pour des raisons fiscales. Le délégataire ne provisionne plus la remise en état car non demandée contractuellement.

²⁷ L'amortissement pratiqué sur les installations est linéaire et d'une durée d'environ 22 ans.

²⁸ Il est relevé toutefois que des immobilisations sont mises en service avec un peu de retard par rapport à la date d'utilisation effective de celles-ci, en raison de l'attente de la réception des dernières factures.

Les résultats : en perte, le temps d'une prise d'ampleur des raccordements

Résultat par rapport aux exercices précédents :

	RÉALISÉ 2020	RÉALISÉ 2021	RÉALISÉ 2022	Écart 2022-2021	
	en €	en €	en €	en €	en %
Chiffre d'affaires	1 120 322	1 850 576	2 232 395	381 819	21%
TOTAL PRODUITS D'EXPLOITATION	1 121 498	1 861 431	2 251 640	390 209	21%
TOTAL CHARGES D'EXPLOITATION	1 605 501	1 887 355	2 122 856	235 501	12%
EXCEDENT BRUT D'EXPLOITATION	-271 006	811 153	584 803	-226 350	-28%
RESULTAT D'EXPLOITATION	-484 003	-25 924	128 784	154 708	-597%
Résultat Financier	-90 044	-135 280	-208 073	-72 793	54%
Résultat Exceptionnel	70 801	112 941	172 282	59 341	53%
RESULTAT NET	-503 246	-48 263	92 993	141 256	-293%

Pour la première fois depuis le début du contrat, les produits d'exploitations générés (2 251 K€) sont suffisants pour couvrir les charges d'exploitation (2 123 K€), générant ainsi un résultat d'exploitation positif à hauteur de +129 K€. En effet, le résultat d'exploitation est en amélioration sur ces dernières années, avec :

- la croissance des ventes de chaleur permettant d'amortir les coûts fixes²⁹ ;
- l'augmentation des indices gaz et électricité, depuis le 2nd semestre 2021, permettant au délégataire d'accroître sa marge.

La perte de **résultat financier** (-208 K€) s'accroît d'une manière exponentielle sur ces dernières années, découlant des tirages d'emprunts³⁰.

Le **résultat exceptionnel** est, quant à lui, positif (172 K€) du fait de la quote-part des subventions d'investissement virée au compte de résultat. Les subventions d'investissement s'amortissent aux mêmes rythmes que les immobilisations qu'elles subventionnent, à fin 2022 elles s'établissent à 7 259 K€ dans les capitaux propres.

Le résultat net de l'exercice correspond ainsi à un bénéfice de +93 K€.

²⁹ Notamment ceux provenant de l'UVE, le coût unitaire de l'UVE passe de 34 à 38 €/MWh (TTC) à fin 2022.

³⁰ Le taux d'intérêt est de 2,38% (après utilisation d'un contrat de substitution d'un taux variable par un taux fixe).

Résultat par rapport au prévisionnel :

	RÉALISÉ 2022	PREV. 2022	Écart Réel Vs Prev	
	en €	en €	en €	en %
Chaleur	1 253 356	1 451 964	-198 608	-14%
Chaleur autres usages	8 016	49 474	-41 459	-84%
Droits de raccordement	943 996	1 099 321	-155 325	-14%
Autres ventes	27 027	0	27 027	N/A
Chiffre d'affaires	2 232 395	2 600 760	-368 365	-14%
TOTAL PRODUITS D'EXPLOITATION	2 251 640	2 623 173	-371 533	-14%
Energie Primaire	602 721	805 523	-202 802	-25%
Autres achats	10 889	42 580	-31 691	-74%
Services extérieurs	369 564	298 821	70 743	24%
Autres Services Extérieurs	128 277	243 720	-115 443	-47%
Impôts et taxes	19 654	33 561	-13 907	-41%
Charges de personnel	0	0	0	N/A
Autres charges de gestion courante	516 487	507 740	8 747	2%
Dotation aux amort. Et provisions	475 264	639 380	-164 116	-26%
TOTAL CHARGES D'EXPLOITATION	2 122 856	2 571 323	-448 467	-17%
EXCEDENT BRUT D'EXPLOITATION	584 803	668 816	-84 013	-13%
RESULTAT D'EXPLOITATION	128 784	51 850	76 935	148%
Résultat Financier	-208 073	-125 029	-83 044	66%
Résultat Exceptionnel	172 282	210 545	-38 263	-18%
RESULTAT NET	92 993	137 366	-44 373	-32%

Les colonnes prévisionnelles correspondent au dernier plan d'affaires en vigueur (avenant 5).

Outre les nouvelles extensions, l'avenant n°5 est venu actualiser les données financières prévisionnelles en particulier au niveau des tarifs (au regard des évolutions des coûts énergétiques) et de la programmation urbaine.

Comparativement au prévisionnel, il est relevé en particulier :

- Des ventes de chaleur plus faibles de 240 K€ résultant principalement de quantités livrées plus faibles (15 953 Mwh vs 18 296 Mwh attendus) et du tarif de vente de la chaleur inférieur de 4,7 €/Mwh ;
- Des droits de raccordements en retrait de 155 K€ à la suite d'un décalage de certains raccordements ;
- Des achats de fourniture d'énergie primaire inférieurs de 203 K€ en raison des volumes de gaz beaucoup plus faibles que prévu (chaufferie d'appoint très peu sollicitée) et des tarifs du gaz et de l'électricité ont été plus faibles que prévu ;
- Des dotations aux amortissements et provisions inférieures de 165 K€ consécutivement au retard des raccordements.

Ainsi, l'**EBE**³¹ est en retrait sur 2022 de -84 K€ par rapport au prévisionnel ; ne permettant pas un partage de gain de productivité avec la Métropole³². Le **résultat net** s'écarte de la prévision à hauteur de -44 K€.

³¹ Correspond au résultat d'exploitation duquel sont neutralisés les autres produits d'exploitation (19 K€) et les dotations aux amortissements et provisions (475 K€).

³² Et ce, après retraitement des frais de structure et des charges GER.

Le bilan : accroissement du réseau et ainsi du financement afférent

	Réel			Var. 2022/2021		Prévisionnel	Var. Réel vs Prev.	
	2020	2021	2022	En €	En %	2022	En €	En %
Immobilisations brutes	6 829 349	9 053 124	11 910 423	2 857 298	32%	12 986 731	-1 076 308	-8%
Amortissements cumulés	147 944	297 566	490 528	192 962	65%	812 948	-322 420	-40%
Immobilisations nettes	6 681 406	8 755 558	11 419 895	2 664 337	30%	12 173 783	-753 888	-6%
Créances (dont subv. à recevoir)	3 130 330	2 456 732	6 266 755	3 810 023	155%	3 469 721	2 797 035	81%
Trésorerie (dont centralisation de trésorerie)	1 340 248	2 372 271	703 765	-1 668 507	-70%	1 119 698	-415 933	-37%
Charges constatés d'avance et à répartir	339 591	310 683	293 399	-17 284	-6%	0	293 399	0%
Total Actif	11 491 575	13 895 245	18 683 814	4 788 569	34%	16 763 201	1 920 613	11%
Capital social	2 230 000	2 230 000	2 230 000	0	0%	2 230 000	0	0%
Réserves, RAN, résultat net	-2 445 357	-2 493 759	-2 400 767	92 992	-4%	-2 035 890	-364 878	18%
Subventions nettes	3 844 009	3 731 068	7 258 785	3 527 718	95%	5 958 887	1 299 898	22%
Autres fonds propres (amort. caducité)	131 197	292 133	468 578	176 444	60%	0	468 578	0%
Provisions R&C (dont GEGV)	102 646	119 236	187 228	67 992	57%	231 628	-44 400	-19%
Dettes financières (dont C/C d'associé)	6 852 112	9 356 272	10 061 102	704 830	8%	10 092 754	-31 651	0%
Dettes fournisseurs	701 642	610 384	694 247	83 863	14%	285 822	408 425	143%
Autres dettes	75 326	49 910	69 526	19 616	39%	0	69 526	0%
Trésorerie passive	0	0	115 115	115 115	0%	0	115 115	0%
Total Passif	11 491 575	13 895 245	18 683 814	4 788 569	34%	16 763 201	1 920 613	11%

Le total du bilan s'établit à 18,6 M€ en 2022, contre 13,9 M€ en 2021 :

Les **immobilisations brutes** augmentent de +2,9 M€ par rapport à 2021 en s'élevant à 11,9 M€ au 31/12/2022³³. Cet accroissement résulte entièrement de la poursuite du développement du réseau (sous-stations, branchements et canalisations). Sur l'exercice, 1,1 M€ d'immobilisations corporelles en cours ont été mises en service (les canalisations réalisées étant en théorie mises en service dès lors qu'une sous-station sur le tronçon est raccordée).

Les **créances** s'établissent à 6,3 M€ avec (+3,8 M€ vs N-1) :

- 5,1 M€ de subventions à recevoir, en hausse de +3,8 M€ consécutivement à l'octroi de 3,7 M€ de subventions de l'Ademe (Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie) pour la réalisation de la tranche 2 des travaux ;
- 0,6 M€ de créances clients (globalement stable par rapport à l'exercice précédent) ;
- 0,5 M€ d'autres créances (globalement stable par rapport à l'exercice précédent).

Les **subventions** nettes s'accroissent de 3,5 M€ en raison de l'octroi d'une nouvelle subvention (+3,7 M€) et de l'amortissement des subventions déjà reçues (-0,2 M€).

Les **dettes financières** à long terme se composent à fin 2022 :

- d'un emprunt tiré à hauteur de 9,8 M€³⁴ (dont +0,9 M€ sur l'exercice), finançant le développement du réseau ;
- du compte courant d'associé Mixéner pour 0,3 M€ .

Le **ratio d'endettement** (dettes nettes / capitaux propres) est en réduction de 71 points sur l'exercice à la suite principalement des 3,7 M€ de subventions supplémentaires octroyés par l'Ademe et s'élève ainsi à 130% à fin 2022. Le poids de l'endettement sur la structure est important ; en lien avec le développement du réseau.

³³ Les immobilisations se composent essentiellement du réseau et de la chaudière d'appoint gaz de 9 MW.

³⁴ 10 M€ souscrits en février 2020 auprès de la Caisse d'Epargne et du Crédit Coopératif (Natixis en complément pour la couverture). Le premier remboursement aura lieu le 30 septembre 2022 et se terminera le 31 décembre 2038.

Le total du bilan s'établit à 18,7 M€ en 2022, contre 16,7 M€ au prévisionnel :

Comparativement au bilan issu de l'avenant 5³⁵, trois variations ressortent :

- Les immobilisations sont en retrait de 1,1 M€ par rapport au prévisionnel en raison de retard sur les travaux (dépendants de la programmation immobilière des projets urbains) ;
- Les créances (+2,8 M€) qui par oubli dans le prévisionnel ne comprenait pas en particulier de nouvelles subventions à recevoir ;
- Les subventions sont supérieures de +1,3 M€, le montant octroyé pour la tranche 2 s'élevant à 3,7 M€ vs 2,4 M€ attendu au prévisionnel.

La trésorerie : en réduction, à la suite des nouveaux investissements

<i>En €</i>	Exercice 2022
RÉSULTAT NET	92 993
Dotations aux amortissements et provisions	475 264
Reprises des amortissements et provisions	-19 245
Subventions virées au résultat	-172 282
CAPACITÉ D'AUTOFINANCEMENT	376 730
Variation des créances clients	-80 671
Variation des dettes fournisseurs	113 629
Variation des autres créances	218 245
Variation des autres dettes	23 416
VARIATION DU BESOIN EN FONDS DE ROULEMENT	530
FLUX NET DE TRÉSORERIE GÉNÉRÉ PAR L'ACTIVITÉ	376 200
Acquisitions d'immobilisations	-2 857 871
FLUX NET DE TRÉSORERIE LIÉ AUX OPÉRATIONS D'INVESTISSEMENT	-2 857 871
Subventions d'investissement reçues	0
Emissions d'emprunts	943 728
Remboursements d'emprunts	-245 678
FLUX NET DE TRÉSORERIE LIÉ AUX OPÉRATIONS DE FINANCEMENT	698 050
VARIATION DE TRÉSORERIE	-1 783 621
TRÉSORERIE À L'OUVERTURE	2 372 271
TRÉSORERIE À LA CLÔTURE	588 650

La **trésorerie nette** s'établit à 589 K€ à fin 2022 (dont -115 K€ figurant dans la centralisation de trésorerie de BME) et se réduit ainsi de 1 784 K€ par rapport à 2021. Cette baisse provient d'une croissance nette des emprunts (+698 K€) et de flux de trésorerie générés par l'activité insuffisants (+376 K€)³⁶ pour financer les nouveaux investissements de l'exercice (2 858 K€).

³⁵ Entré en vigueur en octobre 2022.

³⁶ Ces flux générés par l'activité sont toutefois en forte progression depuis le début du contrat, et ce, avec de plus en plus de bâtiments raccordés (-265 K€ en 2021, -515 K€ en 2020 et -805 K€ en 2019).

Les perspectives : poursuite du développement du réseau

L'activité 2023 devrait être à l'image des exercices précédents, avec notamment la densification de l'extension du centre-ville de Bordeaux via le raccordement de plusieurs groupes scolaires.

D'un point de vue tarifaire, une poursuite à la hausse des tarifs 2023 du réseau risque de se produire, ces derniers étant en partie indexés sur les cours de l'électricité (+140 €/Mwh vs T1 2022³⁷) et du gaz (-63 €/Mwh vs T1 2022³⁸). Néanmoins, de fortes incertitudes subsistent vis-à-vis de l'évolution des prix de gros de l'énergie.

Annexe 1 : Rappel historique sur le contrat

1- Le contrat initial

Bordeaux Métropole (BM) a décidé, par délibération en date du 10 avril 2015, de désigner le groupement Mixéner-Idex Infra délégataire de service public. Ce contrat a pris effet au 1^{er} juillet 2015 pour une durée de 26 ans, soit une échéance au 30/06/2041.

L'objet de la délégation porte sur la réalisation et l'exploitation du service public de production, de transport et de distribution de chaleur et d'eau chaude sanitaire ainsi que de froid. Le périmètre est constitué :

- pour le chaud, de la Zone d'aménagement concerté (ZAC) Saint-Jean Belcier et des secteurs de Bordeaux Sainte Croix, d'Amédée Saint Germain et de Bègles Garonne ;
- pour le froid, de la ZAC Saint Jean Belcier.

La livraison de chaud et de froid s'entend jusqu'aux sous-stations (postes de livraison) des abonnés.

Le contrat, aux risques et périls du délégataire, est qualifié d'affermage avec îlots concessifs. En effet, l'autorité délégante met à la disposition du délégataire l'ensemble des ouvrages qu'elle a réalisés, il s'agit principalement : des canalisations du réseau dans sa phase 1³⁹ correspondant à la liaison entre la chaufferie gaz d'appoint et l'Unité de valorisation énergétique (UVE) de Bègles et de la chaufferie gaz d'appoint suscitée (puissance de 9,4 MW) située sur le terrain du Marché d'intérêt national (MIN).

³⁷ Comparaison de l'évolution de l'indice Électricité vendue aux entreprises ayant souscrit un contrat pour capacité > 36kVA entre la moyenne du 1^{er} trimestre 2023 et la moyenne du 1^{er} trimestre 2022.

³⁸ Comparaison de l'évolution de l'indice Prix d'échange gaz mensuel entre la moyenne du 1^{er} trimestre 2023 et la moyenne du 1^{er} trimestre 2022.

³⁹ Les travaux de premier établissement à réaliser ont été définis dans le contrat selon un planning découpé en trois phases. Ainsi, ces travaux sont à réaliser en vue d'un démarrage de l'exploitation :

- de la phase 1 au 1^{er} juillet 2016 ;
- de la phase 2 au 1^{er} juillet 2019 ;
- de la phase 3 au 1^{er} juillet 2023.

Par une lettre en date du 15 mars 2017, le délégataire a signifié à Bordeaux Métropole que n'ayant jamais pu maîtriser le foncier en vue de l'implantation d'une centrale de production de froid, il renonçait à la réalisation du réseau de froid renouvelable tel qu'il était prévu initialement. Le délégataire, en accord avec Bordeaux Métropole, a décidé de substituer le réseau de froid par une solution de production de froid renouvelable par absorption utilisant l'énergie « fatale » dans le cadre de l'avenant n°2. Le reste du réseau à développer par le délégataire constitue la partie concessive.

L'ensemble du réseau est alimenté en majorité par la chaleur récupérée des installations de l'UVE de Bègles (exploitée par Astria jusqu'en février 2020) tel que défini par la convention tripartite. Celle-ci a été signée entre Bordeaux Métropole (désignée par *la collectivité*), la société Astria (*le producteur*) et la société Mixéner (*le distributeur*). À ce titre, c'est le producteur (Astria, remplacé depuis par Valbom cf. avenant n°3 ci-après) qui s'est vu confier le financement, la réalisation et l'exploitation des installations de récupération de la chaleur du processus de valorisation énergétique. La chaleur est fournie par le producteur au distributeur contre rémunération.

2- Les évolutions du contrat

- L'avenant n°1 signé le 25 septembre 2015 et notifié le 8 octobre 2015 a porté sur :
 - **la création de la société ad hoc** (Énergie des Quartiers ®) dédiée à la concession, elle s'est substituée dans l'intégralité des droits et obligations du délégataire (groupement Mixéner-Idex Infra). La société a bien été immatriculée le 19 juin 2015. Le groupement d'entreprises signataire demeure garant solidaire. La société est actuellement détenue à 100% par Mixéner, qui est elle-même détenue par Bordeaux Métropole Energies (BME) et Idex respectivement à hauteur de 51% et de 49% ;
 - **la licence d'exploitation du nom commercial** du service public « Bordeaux Bègles Energies » concédée le 29 octobre 2015 par Bordeaux Métropole (*le propriétaire de la marque*) à son délégataire (*le licencié*).
- L'avenant n°2⁴⁰ signé le 21 février 2019 et notifié le 28 février 2019 a porté sur :
 - **l'abandon du réseau froid « tranche ferme » et « tranche conditionnelle »**. Toutefois, afin de satisfaire les porteurs de projet souhaitant développer une solution de production de froid vertueuse, la production de froid avec des groupes à absorption utilisant l'énergie « fatale » de récupération issue de l'UVE de Bègles a été mise en œuvre. Utiliser l'énergie fatale produite les mois d'été nécessite la mise en place de conditions spécifiques d'abonnement, des modes de tarification adaptés et des sous-stations d'échange particulières (non prévues au contrat initialement) ;
 - des **ajustements tarifaires à la baisse pour les usagers**, notamment une réduction du droit de raccordement pour les bâtiments existants, et une diminution de la part proportionnelle de la redevance facturée aux usagers, R1, suite à une subvention plus conséquente perçue par Astria ;

⁴⁰ Cet avenant s'est accompagné d'une mise à jour de l'annexe financière.

- des modifications relatives aux redevances versées par le délégataire notamment en ce qui concerne la redevance pour frais de contrôle, la redevance d'occupation du domaine public routier (RODP), la redevance de mise à disposition des équipements (en lien avec un investissement moins important que prévu sur la tranche affermée réalisé par Bordeaux Métropole), ainsi que les modalités de versement des redevances ;
- la mise à jour **du projet de développement** (puissance souscrite initiale de 45 MW, atterrissage à 66 MW) a été intégrée dans le compte d'exploitation. Les investissements prévus dans le contrat initial à hauteur de 24,5 M€ (12,8 M€ pour le chaud et 11,7 M€ pour le froid) passent à un total de 22,7 M€ après prise en considération de l'abandon du réseau froid et l'augmentation du programme de développement sur le chaud.

L'avenant n°2 n'a pas d'effet rétroactif et doit prendre effet le premier jour du mois qui suit la date de notification, soit le 1^{er} mars 2019.

- L'avenant N°3 signé le 6 février 2020 et notifié le 20 février 2020 a porté sur :
 - la modification des statuts de la société dédiée suite :
 - au **changement de dénomination sociale** de la société dédiée par la marque commerciale « Bordeaux Bègles Energies », afin de simplifier la communication auprès des abonnés ;
 - à **l'augmentation du capital social** (porté de 530 000 euros à 2 230 000 euros), en vue d'assurer la bonne réalisation des investissements liés au développement du réseau.
 - la modification de la convention de vente de chaleur entre l'unité de valorisation énergétique de Bègles et le réseau de chaleur Saint-Jean Belcier dans le cadre d'un avenant n°1 à ladite convention, avec :
 - la **nomination d'un nouvel attributaire** du contrat (remplacement à compter du 20 février 2020 de la société Astria par la société Soval, à laquelle s'est substituée la société dédiée Valbom) ;
 - la création des modalités spécifiques pour la fourniture de chaleur en vue de la fabrication de froid par absorption et l'introduction d'une tarification spécifique pour cette production ;
 - la modification des pénalités en cas de non-respect des disponibilités afin de proportionner leur montant au surcoût observé par le « Distributeur » ;
 - la modification du tarif de rachat R2.4, liée à la perception par le délégataire Astria, des montants réels de subvention ;
 - la modification de l'indexation des tarifs dans un souci de lissage et de simplification ;
 - l'apport de divers compléments tels que : la précision des caractéristiques de la chaleur fournie, l'introduction de dispositions relatives au traitement et à la qualité de l'eau du réseau, et la mise en place d'une réunion annuelle entre le Producteur et le Distributeur en présence de Bordeaux Métropole.

- la **modification à la baisse du tarif Autres usages**⁴¹ à la suite de la diminution des coûts de rachat de la chaleur pour les autres usages en période estivale prévue dans le cadre de l'avenant n°1 à la convention de vente de chaleur décrits ci-dessus.
- L'avenant N°4 adopté par délibération N°2022-356 en date du 24 juin 2022 a porté sur : le respect des **principes de la République**, ayant notamment pour objectif le renforcement de la neutralité du service public et la lutte contre le séparatisme et les atteintes à la citoyenneté.
- L'avenant N°5 adopté par délibération N°2022-480 en date du 30 septembre 2022 a porté principalement sur la modification du programme de travaux du délégataire avec une **extension du réseau vers la caserne Nansouty et de réaliser un maillage sur le secteur Amédée Saint Germain**. Ces nouveaux investissements, demandés par le délégataire, n'étant pas rentables, les droits de raccordement se voient, en contrepartie, portés de 262 € HT/kW (en valeur du 1er janvier 2022) pour les bâtiments neufs à 285 € HT/kW auxquels s'ajoutent 15 000 € HT/sous-station.

Annexe 2 : Liste des documents transmis par le délégataire

- Le rapport annuel
- La balance générale
- Le compte d'exploitation
- Le grand-livre
- La liasse fiscale
- L'état des immobilisations
- Une base de données des ventes de chaleur
- Un fichier de suivi des droits de raccordement
- Un fichier de suivi des indices
- Des factures

Annexe 3 : Lexique

Abonné : désigne, pour un Poste de Livraison de chaleur, la personne physique ou morale ayant souscrit une police d'abonnement au service public de production et distribution de chaleur.

Autres usages : correspond à des ventes de chaleur pour production de froid par absorption.

Branchement : ouvrage par lequel le Poste de Livraison d'un Abonné est raccordé à une canalisation de distribution publique.

Degré jour unifié (DJU) : il s'agit de la différence entre la température extérieure et une température de référence (généralement 18°) qui permet de réaliser des estimations de consommations d'énergie thermique pour maintenir un bâtiment confortable en proportion de la rigueur de l'hiver ou de la chaleur de l'été.

⁴¹ Le tarif R1 Autres usages s'élève ainsi à 8,06 € HT/MWh d'énergie calorifique entre le 1^{er} mai et le 31 octobre, et à 19,50 € HT/MWh le reste du temps.

Gros Entretien et Grandes Visites : planification de travaux ponctuels en principe dès l'acquisition ou la construction du bien à l'issue d'une période définie sur plusieurs années, et qui ont pour seul but de vérifier le bon état de fonctionnement des installations et d'y apporter un entretien sans prolonger leur durée de vie au-delà de celle prévue initialement. Ces dépenses revêtent le caractère de charges d'exploitation.

Poste de Livraison : ouvrage du circuit primaire (tuyauterie de liaison intérieure, compteurs, régulation primaire, échangeur...), situé dans la propriété de l'Abonné en amont des brides ou vannes d'isolement des circuits secondaires Abonnés.

Renouvellement : désigne des dépenses qui ont le caractère d'immobilisation, notamment remplacements à l'identique ou à l'équivalent d'ouvrages ou de composants, dans le cadre de l'exploitation ayant pour objet de modifier des installations ou de prolonger leur durée de vie.

Sous-station : comprend un échangeur qui permet le transfert de la chaleur transportée par le réseau primaire (canalisations qui relient la chaufferie principale aux bâtiments à chauffer) au réseau secondaire (canalisations du bâtiment).

Tarifs :

- Terme R : facturation de l'énergie aux Abonnés

$R = R1 \times \text{Nombre de MWh consommés par l'Abonné} + R2 \times \text{Puissance souscrite par l'Abonné}$

- Terme R1 : facturation de la consommation

Elément proportionnel représentant le coût des combustibles ou autres sources d'énergie réputés nécessaires, en quantité et en qualité, pour assurer la fourniture d'un MWh d'énergie calorifique destiné au chauffage des locaux, à la production d'eau chaude sanitaire ou au réchauffage d'eau.

- Terme R2 : facturation de l'abonnement

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

- R21 : coût de l'énergie électrique utilisée mécaniquement pour assurer le fonctionnement des installations de production et de distribution d'énergie ainsi que l'éclairage des bâtiments (sauf les sous-stations).
- R22 : coût des prestations de conduite, de petit entretien et de grosses réparation, frais administratifs (redevances, cotisation économique territoriale, impôts, frais divers...), nécessaires pour assurer le fonctionnement des installations primaires.
- R23 : coût des prestations de renouvellement et de modernisation des installations.
- R24 : coût d'amortissement et de financement des investissements des travaux de premier établissement.
- R25 : impact du montant des subventions obtenues

12.3 PGE

I. LES CONTROLES EFFECTUES

Le délégataire a envoyé son compte rendu annuel (CRA) technique et financier le 7 avril 2023, avec un retard de 7 jours. Un premier retour suite à la relecture du CRA a été fait fin avril. Les premiers contrôles de complétude des éléments financiers ont été effectués mi-juin. L'ensemble de l'instruction s'est déroulé jusqu'à début septembre.

Le contexte de l'année

L'exercice 2022 s'inscrit dans la continuité du développement des outils de production et de l'adaptation de l'organisation commerciale en rapport avec la montée en puissance des besoins. Les différentes démarches techniques entreprises par PGE sur 2022 ont consisté notamment à :

- finaliser les essais de la géothermie pour une mise en service en mars,
- démarrer les travaux de la chaufferie biomasse en novembre dont la livraison est prévue en 2024.

Sur le volet commercial, 33 nouvelles polices d'abonnement ont été signées correspondant à une puissance souscrite de 12 GW.

Un avenant (N°2) a été signé le 1^{er} août 2022 actant les obligations du délégataire en matière de respect des principes de la République.

Informations financières

La présente analyse financière de la société Plaine de Garonne énergies (PGE), délégataire de service public pour la production et la distribution de chaleur sur la plaine rive droite de Bordeaux, est basée sur :

- les comptes annuels comparés au plan d'affaires de l'avenant 1,
- l'ensemble des documents techniques et financiers prévus contractuellement,
- les contrôles sur pièces effectués par le délégant,
- les échanges permettant la compréhension du dossier.

Versions provisoires :

- Compte-rendu annuel délégataire V4 finalisé.
- Liasse fiscale et annexe des comptes sociaux dans l'attente de la validation par l'assemblée générale.

Pièce	Satisfaisant	Non satisfaisant	Réserves	Commentaires
Compte rendu annuel	07/04/2023 X			Beaucoup d'aller-retour. V4 devenue VDEF en septembre
Maquette Excel réunissant les points de contrôle	07/04/2022 X			
Rapport du commissaire aux comptes et plaquette des comptes sociaux	X			Reçu 13-09-2023 après relance

Les contrôles du délégit

Pièce	Satisfaisant	Non satisfaisant	Réserves	Commentaires
Rapprochement comptes annuels / comptes analytiques / liasse fiscale	X			
Passage balance générale vers compte de résultat	X			
Décomposition des charges affectées en production immobilisée			X	Écart de 10 K€ affecté en trop dans la production immobilisée à régulariser sur 2023
- Inventaire d'immobilisation et investissements concessifs	X			Écart de 455 K€ entre investissements (engagés) et immobilisations régularisé 18-09-2023
Dotation aux provisions pour dépréciation de l'actif (test d'impairment)	X			Document reçu 13-09-2023
Droits de raccordement lissés Vs balance générale	X			Document reçu 13-09-2023
Comparatif Réel / Budget Référentiel de prévisionnel		X		Le réel doit être comparé jusqu'en 2020 inclus au contrat (jurassique) et à compter de 2021 à l'avenant 1 constatant échec et repli au cénonanien. Le prévisionnel pris par le délégataire est le repli depuis le début du contrat.

II. L'ANALYSE FINANCIERE DU COMPTE D'EXPLOITATION ET DES COMPTES SOCIAUX PAR LE DELEGANT

Du fait des retards de la programmation des aménageurs, l'activité dynamisée par la mise en service de la géothermie reste insuffisante au regard de la prévision

Les consommations facturées aux clients du réseau de chaleur (R1) sont nettement inférieures à celles qui étaient prévues au plan d'affaires de l'avenant 1 en date de 2021 (voir tableau infra). La géothermie s'est mise en place en mars 2022 contre une prévision dès novembre 2020. Jusqu'à la mise en service de la géothermie, en mars 2022, c'est donc une facturation de gaz qui a pris le relais à une facturation d'électricité (prévue pour assurer le fonctionnement des pompes à chaleur). L'hiver peu rigoureux et le retard des développements de raccordements expliquent le manque de volume de vente de géothermie (électricité) et de gaz.

	Réal				Prévisionnel				ECART	
	2020	2021	2022	CUMUL	2020	2021	2022	CUMUL	2022	CUMUL
Consommation MWh										
géothermie (élec PAC)			16 397,08	16 397,08	38 132,67	24 133,21	43 350,78	62 265,88	-26 953,70	-45 868,80
biométhane			0,00	0,00	0,00	0,00	63,24	17 066,03	-63,24	-17 066,03
Electricité			94,00	94,00				0,00	0,00	94,00
Gaz	6 605,52	14 802,41	7 307,70	29 359,24	2 043,92	1 696,39	19 822,63	36 708,88	-12 514,93	-7 349,64
Consommation totale	6 605,52	14 802,41	23 704,78	45 850,32	40 176,59	25 829,60	63 236,65	116 040,78	-39 531,87	-70 190,46
source Compte rendu annuel délégataire										

La puissance souscrite est également bien en deçà des prévisions bien que l'avenant 1 ait prévu de recaler le décalage temporel des projets urbains desservis. Ce décrochage au plan d'affaires avenant 1 s'explique par :

- les retards plus importants qu'annoncés par les aménageurs sur les projets neufs en l'absence de communication par ces derniers de la réalité terrain ;
- par des annulations voire des décalages sur les projets existants à l'initiative des collectivités (région, département, métropole et ville de bordeaux), faute d'être opérationnels pour capter la chaleur du réseau.

	Réal				Prévisionnel				ECART	
	2020	2021	2022		2020	2021	2022		2022	
Puissance souscrite KW	7 461,00	11 375,00	17 650,00		22 429,61	13 924,00	39 183,00			
Puissance totale	7 461,00	11 375,00	17 650,00		22 429,61	13 924,00	39 183,00		-21 533,00	
source Compte rendu annuel délégataire										

- **En 2022, une envolée des produits d'exploitation (5,7 M€) qui atténue l'écart au prévisionnel cumulé (-1,9 M€)**

En K€	Réal				Prévisionnel				ECART	
	2020	2021	2022	CUMUL	2020	2021	2022	CUMUL	2022	CUMUL
consommation (R1)	349,54	1 426,59	2 773,68	4 589,44	592,26	575,23	1 408,28	4 732,72	1 365,40	-143,28
puissance souscrite (R2)	24,38	176,56	1 183,25	1 393,67	1 369,93	904,92	2 546,50	5 261,71	-1 363,26	-3 868,04
								0		
autres produits	150,06	0,56	0,00	150,61	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	150,61
droits de raccordement	0,00	59,30	86,46	145,76	144,30	57,87	240,90	603,27	-154,44	-457,52
recettes de cogénération	38,15	822,35	1 648,42	2 508,91	0,00	80,00	80,00	160,00	1 568,42	2 348,91
subventions d'exploitation	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
TOTAL Produits d'exploitation	562,12	2 485,35	5 691,80	8 788,39	2 106,49	1 618,02	4 275,68	10 757,70	1 416,12	-1 969,31
source Compte rendu annuel délégataire										

Les produits d'exploitation réalisés s'inscrivent dans une courbe ascendante marquant un décollage de l'activité. Toutefois, bien que l'exercice 2022 (5,7 M€) ait été meilleur que la prévision (4,3 M€), au cumul c'est bien un retard qui est constaté de 1,9 M€.

La lecture des produits d'exploitation montre des résultats à fin 2022 plus favorables (+1,4 M€) que la prévision. Les facteurs explicatifs sont :

- l'effet prix (électricité / gaz) répercuté dans les consommations (R1) favorable du fait d'une facturation de la molécule de gaz à des prix historiquement hauts. Les puissances souscrites à la traîne viennent annihilés cet écart positif ;

- particulièrement, les ventes d'électricité de la cogénération sur 35 jours en raison du déficit électrique national.

En effet, le contrat de cogénération entre Sethelec et PGE prévoit une prime fixe et une prime proportionnelle. La première est conséquente et est versée que la cogénération tourne ou non. S'agissant d'un fonctionnement en mode dispatchable (sur appel de EDF) les jours (35) d'appel au cours de l'hiver 2022 ont été exceptionnellement plus importants et donc plus rémunérateurs.

En revanche, en cumulé depuis 2018 c'est une situation défavorable au plan d'affaires qui s'inscrit pour toutes les raisons évoquées ci-avant (retard aménageurs, retard mise en service géothermie, ...).

- **Des charges réelles supérieures à la prévision en raison du coût d'achat des énergies**

En K€	Réal				Prévisionnel				ECART	
	2020	2021	2022	CUMUL	2020	2021	2022	CUMUL	2022	CUMUL
Énergies primaires	299,60	2 389,08	3 523,76	6 280,87	408,99	386,43	1 281,17	4 365,66	2 242,60	1 915,21
dont géothermie	0,00	0,00	556,91	556,91	337,13	327,56	588,70	1 253,39	-31,79	-696,48
dont biométhane	283,02	1 975,32	2 292,83	4 593,43	68,61	56,20	661,22	2 460,94	1 631,62	2 132,49
achats	18,21	160,75	185,28	373,62	34,65	23,41	49,85	171,67	135,43	201,95
dont électricité	0,00	106,10	37,74	143,84	23,56	14,42	37,96	120,60	-0,22	23,24
services extérieurs	249,62	3 391,71	277,53	4 010,53	165,86	164,72	277,32	971,92	0,21	3 038,61
dont sous traitance	22,65	3 327,41	121,33	3 473,18	0,00	0,00	0,00	0,00	121,33	3 473,18
dont location mobilière	74,02	39,32	120,17	322,97	0,00	0,00	0,00	0,00	120,17	322,97
autres services extérieurs	61,25	318,19	454,64	969,18	164,72	115,50	289,04	823,10	165,60	146,07
dont mise à dispo personnel	0,00	142,71	183,97	326,69	19,00	0,00	0,00	76,00	183,97	250,69
dont frais de siège	54,00	161,55	209,22	532,84	136,92	105,17	277,92	699,25	-68,70	-166,41
impôts et taxes	0,26	1,89	54,48	56,78	68,21	57,19	124,46	279,67	-69,99	-222,89
Charges de personnel					117,91	90,75	158,29	466,32	-158,29	-466,32
Charges d'exploitation	628,93	6 261,63	4 495,68	11 690,98	960,34	838,00	2 180,12	7 078,34	2 315,56	4 612,64
redevances à la collectivité	108,43	35,80	129,85	434,43	102,03	67,65	107,14	444,32	22,71	-9,89
Dotations aux amortissements	0,00	832,32	1 951,64	2 783,96	1 220,24	1 620,10	2 399,17	5 830,72	-447,53	-3 046,76
TOTAL charges	737,36	7 129,74	6 577,17	14 909,37	2 282,60	2 525,75	4 686,43	13 353,38	1 890,74	1 555,99

source Compte rendu annuel délégataire

Le total des charges est composé des charges d'exploitation auxquelles sont ajoutées les redevances versées à la collectivité et les dotations aux amortissements des biens concédés.

Globalement l'écart cumulé au prévisionnel s'accroît de 1,6 M€ à fin 2022. Les redevances sont dans la prévision. Les dotations aux amortissements sont en retrait (-3 M€) en lien avec la mise en service tardive de la géothermie. Les charges d'exploitation cumulées dépassent très largement la prévision (+4,6 M€).

Au prévisionnel les charges d'exploitation étaient calibrées avec la phase de développement du réseau (montée en puissance souscrite), ce qui explique la hausse (+1,3M€) de 2021 à 2022. Au réel, depuis 2021, les charges subissent la hausse des énergies primaires nécessaires au fonctionnement du réseau de chaleur et en phase avec la croissance des raccordements mis en service, mais non prévue dans ces proportions au plan d'affaires. En 2022 les charges d'exploitation diminuent de 1,8 M€. L'explication vient de deux postes dont les variations s'opposent :

Les énergies primaires subissent l'augmentation de la molécule de gaz (+1,1 M€).

Les services extérieurs qui se composent principalement de la sous-traitance diminuent (- 3,2 M€). Pour mémoire, en 2021, l'incident survenu sur les puits lors du forage avait été comptabilisé dans ce poste pour 3,3 M€ à la suite d'un reclassement en charges (en 2020 immobilisation à tort) ; ce qui expliquait la forte hausse.

En conclusion, en cumulée à fin 2022 les charges réelles (14,9 M€) dépassent la prévision (13,4 M€) en raison notamment du coût des énergies primaires (1,9 M€) et du sinistre sur forage (3 M€) contre balancés par le retard d'amortissement (-3 M€).

La réserve émise en 2021 sur la non-conformité du plafonnement des frais de siège au contrat et à la convention d'assistance a été régularisée.

- **un résultat net déficitaire de 1 M€ : activité en développement et coûts d'achat d'énergie conséquents**

	REEL					PREVISIONNEL		
En K Euros	2019	2020	2021	2022	CUMULÉ	2021	2022	CUMULÉ
Total produits d'exploitation	44,13	562,12	2 485,35	5 691,80	8 788,39	1 618,02	4 275,68	10 757,70
Charges d'exploitation :	196,92	628,93	6 261,63	4 496	11 690,98	838	2 180	7 078,34
EXCEDENT BRUT D'EXPLOITATION (EBE)	-152,79	-66,81	-3 776,28	1 196,12	-2 902,59	780,02	2 095,56	3 679,36
<i>Frais de siège</i>	<i>54,08</i>	<i>54,00</i>	<i>161,55</i>	<i>209,22</i>	<i>532,84</i>	<i>105,17</i>	<i>277,92</i>	<i>699,25</i>
<i>Charges de GER</i>	<i>0,00</i>	<i>0,00</i>	<i>0,00</i>	<i>0,00</i>	<i>0,00</i>	<i>12,89</i>	<i>69,27</i>	<i>126,89</i>
EBE Retraité (hors frais de siège et GER)	-98,71	-12,81	-3 614,73	1 405,34	-2 369,74	898,08	2 442,75	4 505,50
- Redevances	70,23	108,43	35,80	129,85	433,96	67,65	107,14	444,32
Occupation domaine public	0,00	0,00	0,00	2,29	2,29	1,70	2,62	61,59
Frais de contrôle	32,08	70,23	2,60	69,93	236,14	30,00	60,00	180,00
Mise à disposition	38,15	38,20	33,19	57,63	195,53	35,95	44,52	202,73
- Autres charges d'exploitation	0,47	0,00	0,00	0,00	0,48	0,00	0,00	0,00
Dotations aux amortissements	0,00	0,00	832,32	1 951,64	2 783,96	1 620,10	2 399,17	5 830,72
Reprises de provisions GER	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Transfert de charges Rbt sinistre	0,00	0,00	2 109,69	0,00	2 109,69	0,00	0,00	0,00
Autres produits	0,00	0,00	0,00	0,00	0,01	0,00	0,00	0,00
Résultat d'exploitation	-223,48	-175,24	-2 534,71	-885,37	-4 011,28	-907,73	-410,75	-2 595,68
Produits financiers	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Charges financières	64,64	400,25	608,28	642,84	1 716,01	796,63	740,38	2 767,39
<i>Résultat financier</i>	<i>-64,64</i>	<i>-400,25</i>	<i>-608,28</i>	<i>-642,84</i>	<i>-1 716,01</i>	<i>-796,63</i>	<i>-740,38</i>	<i>-2 767,39</i>
Résultat courant avant impôt	-288,13	-575,48	-3 142,98	-1 528,20	-5 727,29	-1 704,36	-1 151,13	-5 363,07
Produits exceptionnels	0,00	0,00	307,47	816,31	1 123,78	110,77	765,49	1 379,49
Charges exceptionnelles	0,00	0,00	6 979,16	341,90	7 321,06	0,00	0,00	0,00
<i>Résultat exceptionnel</i>	<i>0,00</i>	<i>0,00</i>	<i>-6 671,69</i>	<i>474,42</i>	<i>-6 197,27</i>	<i>110,77</i>	<i>765,49</i>	<i>1 379,49</i>
Impôts sur les sociétés	43,91	0,00	0,00	0,00	43,91	3,55	1 184,03	1 755,45
Résultat net	-332,04	-575,48	-9 814,67	-1 053,79	-11 968,47	-1 597,14	-1 569,66	-5 739,03
source Compte rendu annuel délégataire								

Pour la première fois depuis le début du contrat, les **produits d'exploitation** générés (5,7 M€) sont suffisants pour couvrir les **charges d'exploitations** (4,5 M€) entraînant un **excédent brut d'exploitation** (EBE) positif (1,2 M€).

Le **résultat d'exploitation** s'améliore sur 2022 bien qu'il affiche une perte de 0,9 M€. Sur 2021 il était fortement négatif (-2,5 M€) du fait d'une régularisation de charges (sinistre). Les coûts fixes que représentent l'amortissement des immobilisations mises en service (2 M€) ne sont pas absorbés par les produits dégagés de l'exploitation (vente de chaleur).

La perte du **résultat financier** (-0,6 M€) correspond aux intérêts du prêt intragroupe de 13,4 M€ à 4% sur 20 ans.

Le **résultat exceptionnel** est, quant à lui, positif (0,4 M€) :

- d'une part, du fait de la quote-part des subventions d'investissement virée au compte de résultat (0,5 M€). *Les subventions d'investissement s'amortissent aux mêmes rythmes que les immobilisations qu'elles subventionnent, à fin 2022 elles s'établissent à 10,1 M€ dans les capitaux propres.*
- d'autre part, de la reprise de la dotation pour dépréciation (0,27 M€) constituée sur l'exercice 2021 et lissée par une convention groupe sur les années restant du contrat.
- enfin, par la constitution d'une nouvelle dotation pour dépréciation de l'actif immobilisé (0,34 M€) venant grever le produit exceptionnel.

Ainsi, le **résultat net** affiche une perte de 1 M€. En cumulé c'est une perte de 12 M€.
Aucune analyse de ratio n'a de sens tant que la vitesse de croisière n'est pas atteinte.

La clause particulière au contrat prévoyant un partage des gains de productivité basé sur l'excédent brut d'exploitation

L'article 77 du contrat de délégation prévoit les modalités financières de partage des gains de productivité dans le cas où le délégataire obtiendrait de meilleurs Excédents bruts d'exploitation (EBE) que ceux prévus dans les comptes d'exploitation prévisionnels, et que l'EBE réel soit positif. Cet indicateur mesure la performance économique dégagée par l'exploitation avant prise en compte de la politique d'investissement et de financement. L'EBE visé dans le contrat est l'EBE retraité des frais de siège et des charges de Gros entretien et renouvellement (GER).

Pour l'exercice 2022, l'EBE retraité est positif (1,4 M€) et est comparé à celui prévu (2,4 M€) : la clause de partage des gains de productivité n'a pas été activée.

Le bilan, dont la rentabilité des actifs et des capitaux propres est mise à mal, traduit les retards des aménagements face aux investissements réalisés

		BILAN REEL				BILAN PREVISIONNEL
source liasse fiscale						
	en K Euros	2019	2020	2021	2022	2022
ACTIF	Immobilisations brutes	23 699	40 968	50 981	58 381	59 620
	dont immo en cours	24	41	29 344	28 052	0
	Amortissements cumulés	0	0	832	1 666	3 423
	provision pour dépréciation	0	0	6 979	7 042	0
	Immobilisations nettes	23 699	40 968	43 170	49 674	56 196
	Stocks	0	0	0	57	0
	Créances (dont créances clients)	2 110	1 964	5 204	4 037	443
	Charges constatées d'avance	208	259	265	261	0
	Trésorerie	310	89	157	81	0
	Total Actif	26 327	43 281	48 796	54 110	56 639
PASSIF	Capital social	13	8 913	8 913	8 913	8 913
	Report à nouveau	-192	-525	-1 100	-10 915	-2 697
	Résultat de l'exercice	-332	-575	-9 815	-1 054	-1 570
	Autres capitaux propres	0	0	0	0	0
	Subventions (brutes)	0	0	7 994	10 980	22 168
	Subventions (amortissement)	0	0	307	845	876
	Subventions (nettes)	0	0	7 687	10 135	21 292
	Capitaux propres	-512	7 813	5 685	7 080	25 938
	PCA (= Droits de raccords)	637	976	2 271	3 506	7 789
	Provisions (y compris GER)	0	0	0	0	220
	Autres provisions (caducité)	0	0	0	1 118	376
	Apports en comptes courants	24 375	18 771	23 874	25 827	0
	Dettes financières long terme	0	13 234	12 779	12 302	12 246
	Dettes Fournisseurs et autres	1 653	2 412	3 975	3 967	229
	Dettes fiscales et sociales (IS)	174	76	212	309	1 184
	Trésorerie court terme			0	0	8 658
	Total Passif	26 327	43 281	48 796	54 110	56 639
	rentabilité des actifs (ROA)					
	Rnet/ Total actifs immobilisés	-1%	-1%	-23%	-2%	
	Rentabilité des Kx Pr (ROE)					
	RNet / Kx Pr	65%	-7%	-173%	-15%	

Les pertes antérieures (-10,9 M€) et le résultat de l'exercice (-1 M€) pèsent sur l'équilibre du bilan.

Les créances et dettes d'exploitation court terme sont stables. Les principales évolutions portent sur les immobilisations qui se sont encore accrues de 7 M€. Ce sont 58,4 M€ qui ont été investis dont 28 M€ d'immobilisation en cours et une dépréciation de 7M€.

Le ratio de couverture des charges d'exploitation par la trésorerie est proche de zéro puisque c'est une gestion centralisée (cash pooling) qui se veut « optimisée » par le groupe.

Focus sur les investissements :

En K euros	REEL		PREVISIONNEL		ECARTS		Ecart cumulés	
Nature des ouvrages et équipements	2022	TOTAL	2022	TOTAL	2022		2022	
					Δ€	Δ%	Δ€	Δ%
Doublé géothermique (2 forages au Jurassique)								
1- Sous-total doublé géothermique	37,13	13 319,25		15 615,03	37,13		-2 295,78	-15%
Centrale géothermique								
2- Sous-total centrale géothermique	2 002,28	6 505,51		4 035,88	2 002,28		2 469,63	61%
Chaufferie gaz d'appoint/secours								
3- Sous-total chaufferie gaz d'appoint/secours		4 790,92		4 000,56			790,36	20%
Réseau et sous-stations								
4- Sous-total réseau et sous-stations	4 004,70	23 300,38	1 953,76	23 720,21	2 050,95	105%	-419,83	-2%
Etudes, maîtrise d'œuvre (y compris contrôle technique), assurance et divers								
5- Etudes, maîtrise d'œuvre (y compris contrôle technique), assurance et divers	1 811,95	10 920,81	488,61	4 537,87	1 323,33	271%	6 382,94	141%
TOTAL INVESTISSEMENT	7 856,06	58 836,87	2 442,37	51 909,54	5 413,70	222%	6 927,33	13%

Nota : le prévisionnel initial est basé sur des euros constants en date de valeur mai 2016, il est pris comme référence jusqu'à la date de l'avenant 1 constatant l'échec au jurassique. A compter de 2021 la référence est l'avenant 1 en date de valeur fin 2020 début 2021⁴².

Les investissements attendus au prévisionnel à fin 2022 sont établis à hauteur de 52 M€. Le « sur investissement » est donc de l'ordre de 6,9 M€, intervenu en 2020. Ce surcroît s'explique en partie par l'inflation non prise en compte dans le prévisionnel et selon le délégataire par :

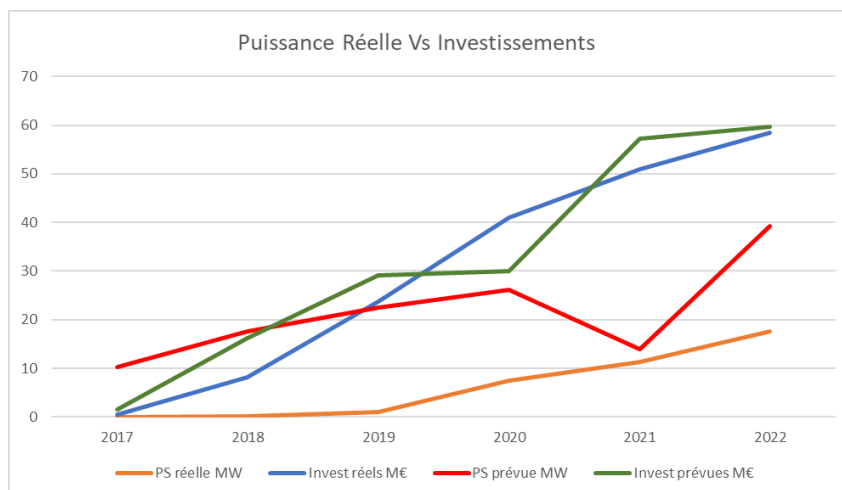
- des coûts de réalisation sur le réseau plus élevé que lors de la consultation en 2017,
- des investissements supplémentaires réalisés sur la géothermie (filtration pour sécuriser le puits).

Sur la seule année 2022 l'écart d'investissements supplémentaires au plan d'affaires est de 5,4 M€. Ce qui s'explique par la mise en service des travaux sur la centrale de géothermie et des pompes à chaleur prévue sur 2020 réalisée en 2022. Le prévisionnel dès 2022 ne prévoyait pas d'autres investissements que le déploiement du réseau et des sous stations.

Constat d'écart d'affectation de 10 K€ entre les immobilisations au bilan et la part affectée en production immobilisée. Le délégataire s'engage à corriger l'écart sur l'exercice 2023 car cela correspond à une saisie manuelle prise en compte deux fois dans la production immobilisée.

Les **ratios de rentabilité** des actifs (Résultat net / total actif) et de rentabilité des capitaux propres (Résultat net / capitaux propres) sont négatifs. Ces ratios à ce jour négatifs sont normaux puisque dans le projet la courbe des investissements croît plus vite que les raccordements et la puissance souscrite (PS). A l'avenant 1, à ce stade du développement il était attendu 39 GW de PS pour 59,6 M€ d'investissements. Au réel, c'est 17,6 GW de PS mis en service pour 58,4 M€ d'investissements, comme l'illustre le graphique ci-dessous.

⁴² Il n'y a pas de date de valeur précise pour l'avenant 1 car dépend des dates de consultations faites par PGE. Elles se sont étalées de fin 2020 à début 2021.



La trésorerie se réduit quand les investissements s'accroissent ...

Tableau de flux de trésorerie - HGE	2021	2022
Résultat net	-9 815	-1 054
+ Dotations aux amort et Provisions	7 811	2 294
- Reprise sur amort et Provisions		-279
Capacité d'Auto Financement (CAF)	-2 003	961
Variation des frais financiers		31
Variation nette exploitation	933	-205
Variation de Stocks		-57
Transferts de charges à répartir		
Variation des créances d'exploitation	-1 283	-391
Variation des dettes d'exploitation	2 216	243
Variation nette hors exploitation	-1 187	2 503
Autres valeurs	-2 476	1 264
Produits et charges constatés d'avance	1 290	1 239
Variation du BFR	-253	2 329
Flux net de trésorerie sur Activité (A)	-2 257	3 289
Variation sur acquisition / cession immobilisations	-10 013	-7 400
Variation sur acquisition / cession immobilisations Fi		
Variation Subventions d'investissement reçues	7 687	2 449
Flux net de trésorerie sur Investissement (B)	-2 326	-4 951
Variation de capital	0	0
Variation des emprunts (émission- remboursement)	-455	-439
Variation comptes courant d'associé	5 104	1 953
Flux net de trésorerie sur Financement (C)	4 648	1 514
Variation de trésorerie (A+B+C)	65	-148
Tésorerie à l'ouverture	93	157
Tésorerie à la clôture	157	8

La **trésorerie** s'établit à 8 K€ à fin 2022 et se réduit ainsi de 148 K€ par rapport à 2021. Cette baisse provient d'une croissance nette des emprunts (+1 514 K€) et de flux de trésorerie générés par l'activité insuffisants (+3 289 K€) pour financer les nouveaux investissements de l'exercice (4 951 K€). Il est à souligner que la variation du compte courant pour 1953 K€ en 2022 correspond aux abondements en ligne de trésorerie relatifs à la convention entre le groupe et le délégataire, portant le compte courant sur trésorerie à 25,9 M€.

Les perspectives 2023 : développement commercial et poursuite des travaux de la chaudière biomasse

Le décalage temporel des programmes d'aménagements, aggravé du fait de coûts trop élevés du mètre carré, incite le délégataire à s'adapter pour commercialiser le réseau. Pour cela il priorise les zones classées, traque les délivrances de permis de construire pour évaluer les besoins de chaleur et développe également la commercialisation sur les bâtiments existants. La zone d'aménagement concertée (ZAC) des Quais à Floirac et le secteur Bastide Niel sont dans les perspectives d'extension pour 2023.

Des difficultés sur le secteur de Brazza viennent s'ajouter au retard de commercialisation. Le micro-tunnelier sous la Garonne reliant la rive droite à la rive gauche (Station d'épuration Louis Fargues) fait l'objet d'un contentieux pour rupture de canalisation. Sans cette liaison aucun nouveau bâtiment ne peut être construit. Le projet Brazza représente 18,6 GW de puissance souscrite pour un global de 89,6 GW sur l'ensemble du projet PGE soit 21%.

Par ailleurs, des travaux de chaufferie biomasse démarrés fin 2022 pour la mise en service en 2024 se poursuivront sur 2023.

Financièrement, la rentabilité des investissements continuera d'être examinée pour doter ou reprendre la provision sur la dépréciation des actifs immobilisés, les investissements demeurent conséquents face aux puissances souscrites.

Coté tarif, la mise en service de la géothermie en mars 2022 a permis de délivrer la chaleur selon la tarification de la phase 3. Le délégataire s'est prémuni contre la hausse des énergies gaz et électrique jusqu'à fin 2022. Le risque est probable de ne pas contenir les coûts au-delà. Pour ce qui est du prix des énergies refacturées aux abonnés, le contrat a fixé le tarif annuel et le rattrapage s'effectue sur la facture de l'année suivante. C'est donc avec une année de décalage que ces derniers subiront les hausses énergétiques. Toutefois, le contrat prévoit (article 91) une clause de « market testing » qui plafonne le différentiel de prix de l'énergie à 5%.

Il est prévu un avenant 2 dès 2024 afin d'examiner les possibles compensations de perte de chiffre d'affaires en lien avec les retards ou les abandons de projet immobiliers neufs (EPA, Brazza).

Annexe 1 : Les éléments permanents du contrat

1 Le Contrat

a) Qualification et durée société dédiée

Bordeaux Métropole (BM) a décidé, par délibération en date du 16 décembre 2016, de désigner le groupement composé de Engie énergie services - Engie Cofely, d'une part, et de Storengy, d'autre part, toutes deux filiales d'Engie⁴³, délégataire de service public. Ce contrat notifié le 09 janvier 2017 pour une durée de 30 ans a pris effet à cette même date.

b) Société dédiée

Le groupement attributaire du contrat, qui demeure garant solidaire, a créé la société dédiée « SAS Plaine de Garonne énergies » (PGE) au capital de 13 000 euros. La répartition capitalistique est de 67% pour Engie énergie services - Engie Cofely, d'une part, et de 33% pour Storengy, d'autre part.

c) Objet et missions confiées

L'objet de la délégation porte sur la réalisation et l'exploitation du service public de production, de transport et de distribution de chaleur et d'eau chaude. La livraison de chaud s'entend jusqu'aux sous-stations des abonnés situées en pied d'immeubles.

Concernant le froid, Bordeaux Métropole n'a pas levé l'option. Le froid n'était envisagé que dans le quartier Deschamps de la Zone d'aménagement concertée (ZAC) Garonne Eiffel.

L'article 62.1 du contrat précisait que : *la réalisation du réseau de froid constitue une option que l'Autorité Délégante se réserve la faculté de lever au plus tard dans un délai maximal d'un (1) an à compter de la notification du Contrat. La non levée de l'option ne donne droit à aucune indemnisation au bénéfice du Délégataire.*

Le délégataire est chargé en outre de réaliser l'ensemble des ouvrages et équipements nécessaires à la production, au transport et à la distribution d'énergie calorifique, d'assurer la continuité du service, d'exploiter l'ensemble des biens délégués. Le contrat est donc entièrement conclu à ses risques et périls.

Ce qui était prévu initialement :

Le contrat prévoyait prioritairement l'utilisation du réservoir géothermique du jurassique (à environ 1700 m) où l'eau est à environ 70°C, plutôt que celui du cénomanien (800 m) où l'eau est à environ 45°C. De plus, ce forage profond offre des performances environnementales améliorées, en particulier grâce au taux d'énergie renouvelable élevé qui réduit d'autant le recours aux énergies fossiles et à l'électricité.

Toutefois, le réservoir du jurassique n'ayant jamais été exploré en Gironde, la disponibilité de la ressource en eau chaude n'était pas certaine et il existait un réel risque d'échec de cette solution. C'est la raison pour laquelle une solution de repli au cénomanien en cas d'échec au jurassique a été contractualisée. L'ADEME (Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie) et le fonds de garantie par la Société auxiliaire de financement (SAF-Environnement) couvrent le risque financier de cet échec à hauteur de 90% afin de favoriser la recherche de ressources énergétiques nouvelles.

⁴³ Le groupe Engie est né de la fusion de Suez et de Gaz de France en 2008.

Ce qui a été réalisé :

Courant 2019, les autorisations relatives aux forages de prélèvement et de réinjection et à leurs différents essais ont été obtenues, les forages ont pu démarrer. Mais le forage de production à 1700 m a été un échec, le débit de l'eau étant mille fois moins important que le niveau attendu. Le repli au crétacé a été mis en œuvre au cours de la fin d'année 2019. Les deux puits (production et réinjection) ont été finalement terminés respectivement en janvier et avril 2020.

Le raccordement de 33 sous stations par la chaufferie centrale au gaz a pu être effectué à l'automne 2020. En attendant que la chaufferie principale soit reliée aux puits géothermiques, les abonnés ont été alimentés par des chaudières provisoires gaz fonctionnant au biométhane.

d) Périmètre de la délégation

Le périmètre géographique de la délégation est composé des territoires situés entre la Garonne et les pieds de coteaux (plaine rive droite) sur les communes de Bordeaux, Cenon, Floirac et Lormont et plus précisément sur les secteurs Brazza, Bastide-Niel et Garonne-Eiffel.

Il est prévu que le réseau de chauffage soit alimenté par la chaleur issue de forages géothermiques. Le forage de production est attenant à la chaufferie centrale sur une parcelle située derrière les grands moulins de Paris. Le contrat prévoyait différents emplacements pour réaliser le forage de réinjection. L'emplacement E7-2 (ex-usine Soferti) du projet d'aménagement Brazza a été choisi. Ce choix est consécutif à la non levée de l'option froid. En effet, la production de froid reposait sur l'utilisation de l'eau géothermale au niveau du puits de réinjection pour des besoins de climatisation à proximité immédiate ce qui n'était possible que dans le quartier Deschamps de la ZAC Garonne Eiffel.

Le raccordement au réseau de chaleur est obligatoire pour les projets neufs ainsi que pour les bâtiments existants faisant l'objet de rénovations importantes dans les zones de développement prioritaires, le réseau ayant été classé dès avril 2015.

2 Les avenants au contrat

- a) **Avenant 1** signé le 21 juillet 2021 et notifié le 28 juillet au délégataire adopté par délibération N°2021-402 en date du 9 juillet 2021 portant sur :
- L'abandon du réseau de froid
 - Le constat de l'échec de l'exploration au jurassique
 - La prise en compte des évolutions du programme de travaux, des extensions du réseau dans le périmètre et réalisation de certains ouvrages
 - L'évolution des projets urbains desservis, notamment leur décalage temporel
 - La mise en cohérence de certaines clauses avec les autres contrats de délégation
 - La substitution du délégataire par la filiale Plaine de Garonne Énergies (PGE)

b) **Avenant 2** adopté par délibération N°2022-356 en date du 24 juin 2022 portant sur : le respect des principes de la République ayant notamment pour objectif le renforcement de la neutralité du service public et la lutte contre le séparatisme et les atteintes à la citoyenneté.

3 L'économie générale du contrat

L'avenant 1 a mis fin au réseau de froid ainsi qu'à la solution de repli au crétacé. En conséquence, l'économie générale du contrat présentée ci-après correspond à ces modifications prises en compte dans le plan d'affaires annexé à cet avenant

a) Les investissements cible

Le plan d'affaires (repli au crétacé) prévoit des investissements pour la solution géothermie à hauteur de **68,7 M€**, répartis comme suit :

réseaux et sous stations	30,1 M€
douplet géothermique	14,6 M€
chaufferie gaz appoint secours ...	6,6 M€
centrale géothermique	7,4 M€
assurance, aléas et divers	10,0 M€

b) Le financement de ces investissements

subventions	25,9 M€
droits de raccordement.....	22,5 M€
capital social.....	8,9 M€
dette groupe	13,4 M€

La rémunération du délégataire repose sur une redevance perçue auprès des abonnés du réseau. La redevance est destinée à rémunérer les charges d'exploitation qu'il supporte.

Celle-ci est composée :

- du coût des combustibles ou autres sources d'énergie (parts fixes, variables et taxes) nécessaires pour assurer le chauffage des locaux, la production d'eau chaude sanitaire (ECS), le réchauffage de l'eau, ou la climatisation des locaux (élément variable R1) ;
- des coûts « fixes » supportés par le délégataire dans le cadre de l'exploitation du service au titre de la prestation de délivrance d'ECS et de chauffage , du fonctionnement, de la maintenance, du renouvellement, de l'amortissement ... (élément fixe R2 réparti entre les abonnés selon la puissance souscrite) ;
- des droits de raccordement.

Annexe 2 : Lexique

Abonné : désigne, pour un Poste de Livraison de chaleur, la personne physique ou morale ayant souscrit une police d'abonnement au service public de production et distribution de chaleur.

Frais de raccordement : sont composés de coûts de raccordement (part des travaux de réalisation de poste de livraison et les couts de branchement au réseau de chaleur principal) et de droits de raccordement (financement des travaux de 1^{er} établissement et de développement du réseau).

Gros Entretien et Grandes Visites : planification de travaux ponctuels en principe dès l'acquisition ou la construction du bien à l'issue d'une période définie sur plusieurs années, et qui ont pour seul but de vérifier le bon état de fonctionnement des installations et d'y apporter un entretien sans prolonger leur durée de vie au-delà de celle prévue initialement. Ces dépenses revêtent le caractère de charges d'exploitation.

Poste de Livraison : ouvrage du circuit primaire (tuyauterie de liaison intérieure, compteurs, régulation primaire, échangeur...), situé dans la propriété de l'Abonné en amont des brides ou vannes d'isolement des circuits secondaires Abonnés.

Renouvellement : désigne des dépenses qui ont le caractère d'immobilisation, notamment remplacements à l'identique ou à l'équivalent d'ouvrages ou de composants, dans le cadre de l'exploitation ayant pour objet de modifier des installations ou de prolonger leur durée de vie.

Sous-station : comprend un échangeur qui permet le transfert de la chaleur transportée par le réseau primaire (canalisations qui relient la chaufferie principale aux bâtiments à chauffer) au réseau secondaire (canalisations du bâtiment).

Tarifs :

- Terme R : facturation de l'énergie aux Abonnés

$R = R1 \times \text{Nombre de MWh consommés par l'Abonné} + R2 \times \text{Puissance souscrite par l'Abonné}$

- Terme R1 : facturation de la consommation

Elément proportionnel représentant le coût des combustibles ou autres sources d'énergie réputés nécessaires, en quantité et en qualité, pour assurer la fourniture d'un MWh d'énergie calorifique destiné au chauffage des locaux, à la production d'eau chaude sanitaire ou au réchauffage d'eau.

- Terme R2 : facturation de l'abonnement

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

- R21 : coût de l'énergie électrique utilisée mécaniquement pour assurer le fonctionnement des installations de production et de distribution d'énergie ainsi que l'éclairage des bâtiments (sauf les sous-stations).
- R22 : coût des prestations de conduite, de petit entretien et de grosses réparation, frais administratifs (redevances, cotisation économique territoriale, impôts, frais divers...), nécessaires pour assurer le fonctionnement des installations primaires.
- R23 : coût des prestations de renouvellement et de modernisation des installations.
- R24 : coût d'amortissement et de financement des investissements des travaux de premier établissement.
- R25 : impact du montant des subventions obtenues.

12.4 MCE

I LES CONTRÔLES

Le contexte de l'année

Les différentes démarches entreprises sur l'exercice ont abouti notamment :

- à la signature de la police d'abonnement avec la résidence Capeyron (après de longues négociations) et le Stade Nautique de Mérignac ;
- aux votes favorables de nombreuses résidences, avec en particulier : Les Bruyères, Joliot Curie et Les Violettes ;
- au raccordement du Stade Nautique et ses premières livraisons de chaleur ;
- à l'obtention d'un emprunt de 3 900 K€ auprès du Crédit Lyonnais (LCL).

Un niveau élevé (11%) d'interruptions de fourniture de chaleur est relevé sur l'exercice dues à des pannes de la chaudière louée, et ce, au cours des phase d'essais avec le Stade Nautique de Mérignac. En effet, la chaudière mobile était surdimensionnée par rapport au besoin finalement bas⁴⁴ à la suite du décalage de l'ouverture du stade⁴⁵.

Un 2^{ème} avenant a été signé sur l'exercice, actant les obligations du Concessionnaire en matière de respect des principes de la République.

Les informations financières

MERIGNAC CENTRE ENERGIES	SATISFAISANT	NON SATISFAISANT	RESERVES	COMMENTAIRES
Rapport annuel du délégataire	X			
Comptes d'exploitation	X			
Grand-livre	X			
Rapport du Commissaire aux comptes (CAC)	X			Certification sans réserve.

⁴⁴ Montée en charge très réduite et inférieure au minimum technique de la chaudière.

⁴⁵ Ouverture mi-février 2023 au lieu de décembre 2022.

Les contrôles du délégant

MERIGNAC CENTRE ENERGIES	SATISFAISANT	NON SATISFAISANT	RESERVES	COMMENTAIRES
Rapprochement comptes annuels / comptes analytiques / liasse fiscale	X			
Revue analytique du compte d'exploitation et du bilan	X			
Redevances	X			
Exhaustivité des droits de raccordements	X			
Frais de siège			X	Le montant des frais de siège comptabilisé en 2022 (67 K€) découle de l'application de la convention des frais de siège conclue entre MCE et Mixener le 3/12/2020. Cette convention semble être incohérente avec le contrat de DSP qui fixe les frais de siège à un maximum de 5% du chiffre d'affaires global. Ce point sera clarifié lors de la négociation du prochain avenant.
Personnel	X			Il n'est pas prévu de personnel dans la société dédiée (annexe 5.2 et annexe financière, onglet A8). Une erreur s'est glissée dans l'annexe financière, onglet A7 (charge de personnel au lieu de charge de personnel extérieur)

II L'ANALYSE FINANCIÈRE DES COMPTES SOCIAUX

Le compte d'exploitation : un premier abonné alimenté, le Stade Nautique de Mérignac

En €	Réalisé		Prévisionnel	Var Réalisés		Var réalisé-prévisionnel	
	2021	2022	2022	Var. €	Var. %	Var. €	Var. %
Chiffre d'affaires	-	504 097	842 588	504 097		- 338 491	-40%
Vente de chaleur	-	35 530	312 188	35 530		- 276 658	-89%
R1 - Part consommation	-	8 299	178 553	8 299		- 170 254	-95%
<i>Livraisons</i>	-	109	5 454	109		- 5 345	-98%
Tarif R1 en MWh	-	76	33	76		43	133%
R2 - Part abonnement	-	27 231	133 635	27 231		- 106 404	-80%
<i>Puissances souscrites</i>	-	1 700	1 998	1 700		- 298	-15%
Tarif R2 en KW	-	72	67	72		5	7%
Droits de raccordement	-	468 567	530 400	468 567		- 61 833	-12%
Total des produits d'exploitation	-	504 097	842 588	504 097		-338 491	-40%
Approvisionnements - R1	-	56 656	155 757	56 656		- 99 101	-64%
Prestations - R22	69 227	175 357	239 953	106 130	153%	- 64 596	-27%
Gros Entretien Grandes Visites - R23	-	-	-	-		-	
Dotations aux amort; d'expl. - R24	-	2 959	74 660	2 959		- 71 701	-96%
Total des charges d'exploitation	69 227	234 972	470 370	165 745	239%	-235 398	-50%
Excédent brut d'exploitation	- 69 227	272 084	446 878	341 311	-493%	-174 794	-39%
Résultat d'exploitation	- 69 227	269 125	372 218	338 352	-489%	-103 093	-28%
Résultat financier	82	2 298	- 20 090	2 216	2705%	22 388	-111%
Résultat exceptionnel	-	1 123	-	1 123		1 123	
Résultat avant impôts	- 69 146	272 546	352 128	341 692	-494%	- 79 582	-23%
Résultat net	- 69 146	221 696	263 471	290 842	-421%	- 41 775	-16%

Le **chiffre d'affaires** 2022 est essentiellement lié au raccordement du Stade Nautique de Mérignac, générant des droits de raccordement⁴⁶ de 469 K€, et de la vente de chaleur à hauteur de 36 K€.

En raison des faibles consommations sur l'exercice, le tarif global de livraison de la chaleur n'est pas présenté ; celui-ci n'étant pas représentatif. Toutefois par décomposition :

- Le tarif R1 (part consommation) s'élève à 76 €/Mwh au réalisé, soit un dépassement de 43 €/Mwh par rapport au prévisionnel en raison du contexte économique sur les énergies, avec : l'évolution de la molécule gaz⁴⁷ et l'évolution du coût du bois⁴⁸.

⁴⁶ Les Droits de Raccordement sont exigibles auprès des Abonnés dans les conditions suivantes :

- 30% à la signature de la demande d'abonnement ;
- 70% à la mise en service de l'installation.

⁴⁷ Passant de 7,4 €/Mwh (montant prévu au Contrat valeur d'avril 2020) à 172 €/Mwh à fin septembre 2022 (valeur des derniers indices connus au 1^{er} octobre 2022 afin de facturer les consommations du dernier trimestre 2022).

⁴⁸ Indices des plaquettes forestières, de broyat et du coût du transport passant d'une valeur de 31,5 € à 37,2 €/MWh à fin septembre 2022.

- Le tarif R2 (part abonnement)⁴⁹ s'élève à 72 €/kW au réalisé, soit +5 €/kW par rapport au prévisionnel, en particulier du fait de l'inflation de l'indice *coût horaire du travail dans les industries mécaniques et électriques*.

Les **charges d'exploitation** s'établissent à 235 K€ et se composent principalement de :

- fournitures de gaz (57 K€) afin d'alimenter le réseau de chaleur. Sur l'exercice, le réseau de chaleur a été exclusivement alimenté au gaz dans l'attente de la construction et de l'exploitation de la chaufferie biomasse. Pour autant, la chaleur livrée aux abonnés⁵⁰ reste vendue au tarif défini contractuellement⁵¹ ;
- frais de siège (67 K€) ;
- 45 K€ de locations d'une chaudière gaz et d'un groupe électrogène ;
- 21 K€ de redevances pour frais de gestion et de contrôle dues à BM ;
- 14 K€ de frais bancaires (frais de déblocage d'emprunt, frais de dossier, et commissions sur cautions).

Le montant des frais de siège est prévu à l'article 66 du contrat : *Le DELEGATAIRE s'engage à ce que ses frais de siège restent inférieurs à 5 % du chiffre d'affaires... Cette refacturation fait l'objet d'une convention annexée au Contrat (annexe 5.3) décrivant précisément les prestations concernées et justifiant le montant facturé annuellement sur la base des unités d'œuvre concernées.*

En 2022, le montant des frais de siège comptabilisé est de (67 K€), en application de l'application de la convention des frais de siège conclue entre MCE et Mixener le 3/12/2020. Cette convention semble être incohérente avec le contrat de DSP qui fixe les frais de siège à un maximum de 5% du chiffre d'affaires global (soit 57 K€). Ce point sera clarifié lors de la négociation du prochain avenant.

Le **résultat d'exploitation** s'élève à 269 K€.

Le **résultat financier** de 0,2 K€ correspond entièrement aux intérêts relatifs à la centralisation de trésorerie du Groupe BME (Bordeaux métropole énergies) ; Mérignac centre énergie étant une filiale du Groupe BME.

Par l'intermédiaire principalement des droits de raccordement, le **résultat net** dégagé en 2022 correspond à un gain de 222 K€.

Le résultat d'exploitation de 2022, comparativement au prévisionnel, est en retard de 103 K€ :

- Le chiffre d'affaires est en retrait de 338 K€ (- 40%) dont principalement – 277 K€ de vente de chaleur et – 62 K€ de droits de raccordement. Ce retrait s'explique par des démarches commerciales fastidieuses avec la résidence Capeyron qui ont entraîné un an de retard sur la construction de la chaufferie biomasse⁵² et la mise en service tardive du Stade nautique de Mérignac (SNM).

⁴⁹ Calculé sur les puissances souscrites.

⁵⁰ Pour l'instant qu'au Stade Nautique de Mérignac.

⁵¹ La part consommation est facturée à 82% sur le coût du bois et à 18% sur celui du gaz (mixité de source énergétique du réseau).

⁵² En raison de la possibilité de repli prévu au Contrat, le délégataire a attendu l'accord définitif du raccordement de la résidence Capeyron au réseau de chaleur avant de lancer des commandes aux entreprises ; cette résidence pouvant fortement impacter la taille du réseau et ainsi le dimensionnement des équipements.

- Les charges d'exploitation sont également moindres de 235 K€ (- 50%). Cette tendance s'explique principalement par :
 - le retard de consommation d'approvisionnements R1 (99 K€) (lié au retard des ventes) ;
 - des frais de personnel détaché (- 78 K€) non affectés sur ce poste mais sur celui des frais de siège ;
 - les dotations aux amortissements (- 72 K€) en raison du décalage des investissements (seule la sous-station du SNM a été mise en service)
 - des charges d'impôts moins onéreuses (- 44 K€) dont notamment la taxe foncière (chaufferie non construite) et la contribution économique et territoriale (remise tardive d'une partie de l'emprise foncière cadastrée BH 107 pour réaliser la chaufferie du réseau de chaleur) ;
 - des frais de siège supérieurs à ce qui est prévu au contrat (+ 52 K€) ; cf. commentaires au paragraphe supra ;
 - les charges externes (+ 57 K€) dont principalement les frais de location de la chaufferie mobile et d'un groupe électrogène ainsi que des frais bancaires.

Le résultat financier réalisé en 2022, comparativement au prévisionnel s'avère meilleur de 22 K€, en raison principalement de :

- charges d'intérêts d'emprunts et assimilés inférieures (14 K€) ;
- produits de placements de trésorerie qui n'avaient pas été prévus (8 K€).

Un résultat exceptionnel de 1 K€ non prévu.

Il s'agit de la reprise de la quote-part de subvention d'investissement reçue à fin 2022 (68 K€ repris annuellement de 2022 à 2042). La reprise était prévue à partir de 2023.

Le bilan : commencement des travaux

En €	Réalisé		Prévisionnel	Var Réalisés		Var réalisé-prévisionnel	
	2021	2022	2022	Var. €	Var. %	Var. €	Var. %
Immobilisations corporelles	171 913	3 036 623	6 810 089	2 864 710	1666%	-3 773 466	-55%
Amortissements	0	1 935	74 660	1 935		-72 725	-97%
Actif immobilisé	171 913	3 034 688	6 735 429	2 862 775	1665%	-3 700 741	-55%
Créances	3 548 884	4 033 542	119 076	484 658	14%	3 914 466	3287%
Trésorerie	753 562	1 036 993	306 593	283 431	38%	730 400	238%
Actif circulant	4 302 446	5 070 535	425 669	768 089	18%	4 644 867	1091%
TOTAL ACTIF	4 474 359	8 105 223	7 161 098	3 630 864	81%	944 126	13%
Capital social	100 000	100 000	100 000	0	0%	0	0%
Réserves et RAN		-69 146	-43 244	-69 146		-25 902	60%
Résultat de l'exercice	-69 146	221 694	263 471	290 840	-421%	-41 776	-16%
Subventions d'investissement nettes	4 400 000	4 398 877	3 540 667	-1 123	0%	858 210	24%
Capitaux propres	4 430 854	4 651 426	3 860 894	220 571	5%	790 532	20%
Droits du concédant	0	1 023		1 023		1 023	
Dettes financières long terme		2 100 000	3 241 660	2 100 000		-1 141 660	-35%
Dettes d'exploitation	43 505	1 352 774	58 543	1 309 269	3009%	1 294 231	2211%
Passif circulant	43 505	3 453 797	3 300 204	3 410 292	7839%	153 594	5%
TOTAL PASSIF	4 474 359	8 105 223	7 161 098	3 630 864	81%	944 125	13%

Au 31 décembre 2022, le bilan s'accroît de 81% en passant de 4,5 M€ en 2021 à 8,1 M€ et se compose essentiellement de :

- 4,4 M€ de **subventions** octroyées par l'Ademe dont 3,5 M€ reste à recevoir (conformément à l'avancée des travaux - figure en créances) ;
- 3 M€ d'**immobilisations**, avec :
 - o 2,9 M€ d'immobilisations en cours relatifs à la construction du réseau (pose de 1 km linéaire de réseau) et au début des travaux de la chaufferie biomasse,
 - o 0,1 M€ correspondant à la mise en service du branchement du Stade Nautique.
- 2,1 M€ de **financements bancaires**, avec :
 - o 2 M€ d'emprunt LCL tirés sur le crédit souscrit en juin 2022 pour 3,9 M€ (sur une durée de 15 ans, avec un taux d'intérêt fixe de 1,2%)
 - o 0,1 M€ d'emprunt Solylend tirés sur les 0,2 M€ souscrit avec un taux d'intérêt allant de 4,5% à 5,5%.

Par rapport au prévisionnel, les immobilisations (-3,7 M€) et les dettes financières (-1,1 M€) présentent un décalage à la suite du retard pris sur l'accord de raccordement d'une grande résidence. Les créances et les dettes d'exploitation ont quant à elles étaient mal estimées dans le prévisionnel.

Le **ratio d'endettement** (dettes nettes / capitaux propres) s'élève à 23% ; le poids de l'endettement sur la structure est ainsi faible à fin 2022.

La trésorerie : premiers tirages d'emprunts

	Exercice 2022
RÉSULTAT NET	221 694
Dotations aux amortissements et provisions	2 959
Subventions virées au résultat	-1 123
CAPACITÉ D'AUTOFINANCEMENT	223 530
Variation des créances d'exploitation	497 002
Variation des dettes d'exploitation	1 321 181
VARIATION DU BESOIN EN FONDS DE ROULEMENT	-824 179
FLUX NET DE TRÉSORERIE GÉNÉRÉ PAR L'ACTIVITÉ	1 047 709
Acquisitions d'immobilisations	-2 864 710
FLUX NET DE TRÉSORERIE LIÉ AUX OPÉRATIONS D'INVESTISSEMENT	-2 864 710
Emissions d'emprunts	2 100 000
FLUX NET DE TRÉSORERIE LIÉ AUX OPÉRATIONS DE FINANCEMENT	2 100 000
VARIATION DE TRÉSORERIE	282 999
TRÉSORERIE À L'OUVERTURE	753 562
TRÉSORERIE À LA CLÔTURE	1 036 993

La trésorerie s'établit à 1 M€ au 31/12/2022 et s'accroît ainsi de +0,3 M€. En effet, les tirages d'emprunts (2,1 M€) et la trésorerie générée par l'activité (1 M€) sont suffisants pour financer les investissements de l'exercice 2,9 M€.

Les perspectives 2023 : poursuite des travaux et des démarches commerciales

L'année 2023 sera essentiellement consacrée :

- A la construction de la chaufferie et du réseau (raccordement d'une dizaine de bâtiments) ;
- A la poursuite d'actions commerciales pour raccorder au réseau de chaleur différents prospects (résidences, infrastructures de la ville de Mérignac...).

Financièrement, il est attendu des résultats en retrait par rapport au prévisionnel. En effet, outre le décalage pris sur le développement du réseau, le délégataire pendant la crise énergétique, a dû acheter du gaz à son niveau le plus haut pour s'assurer l'approvisionnement en gaz, avec un prix fixe de 230 €/MWh pour les 789 premiers MWh, puis en fonction du cours du PEG Month Ahead⁵³ (PEG MA)⁵⁴.

Par ailleurs, il est prévu que soit conclu, d'ici la nouvelle saison de chauffe, un nouvel avenant avec le délégataire afin que le tarif proportionnel aux consommations, R1⁵⁵ gaz, ne soit plus indexé sur le PEG Quarter+1⁵⁶, c'est-à-dire sur la dernière valeur journalière trimestrielle de la molécule gaz, mais sur le PEG MA, c'est-à-dire sur le prix moyen mensuel de la molécule gaz. Ceci évitera les effets de seuil dans la répercussion des conditions du marché sur les tarifs⁵⁷.

Enfin, des discussions seront entreprises sur le second semestre 2023 avec le délégataire afin de faire le point sur cette première phase du Contrat. Il devrait être en particulier abordé : la hausse des coûts de la construction, le développement commercial, ainsi que de potentielles extensions.

Annexe 1 : Rappel historique sur le contrat et les particularités

1- Le contrat initial

Bordeaux Métropole (BM) a décidé, par délibération en date du 25 septembre 2020, de désigner le groupement Mixéner délégataire de service public. Ce contrat a pris effet, à sa date de notification au délégataire, soit le 19 octobre 2020, et ce, pour une durée de 22 ans.

L'objet de la délégation porte sur l'établissement et l'exploitation des ouvrages destinés au service public de production et de distribution de chaleur par le Réseau situé sur la commune de Mérignac

L'ensemble du réseau sera alimenté en grande majorité à partir de la chaufferie biomasse qui est à construire.

⁵³ Le prix PEG mensuel équivaut à la moyenne de tous les prix de règlements quotidiens des contrats à terme sur le gaz naturel du mois en cours et reflète sa valeur de marché.

⁵⁴ Le contrat d'achat s'est conclu à l'été 2022 et initialement l'achat au prix fixe de 230 €/Mwh devait perdurer jusqu'au 1^{er} octobre 2023.

⁵⁵ La facturation R de l'énergie aux Abonnés est réalisée à travers la formule suivante : $R = R1 \times \text{Nombre de MWh consommés par l'Abonné} + R2 \times \text{Puissance souscrite par l'Abonné}$. Le terme R1 correspond à la facturation de la consommation (représentant le coût des combustibles). Le terme R2 correspond à la facturation de l'abonnement (représentant les coûts d'investissement et de fonctionnement).

⁵⁶ Point d'échange gaz est la zone de marché entre les fournisseurs de gaz naturel et le gestionnaire de réseau de transport du gaz, permettant de faire le lien entre l'offre et la demande de gaz.

⁵⁷ D'autant qu'à compter d'octobre 2023, le délégataire sera lui-même facturé en gaz au travers de l'indice PEG MA.

2- Les évolutions du contrat

L'avenant N°1 signé le 7 avril 2021 a porté sur l'approbation de substituer (conformément aux dispositions de l'article 10 du contrat initial) au concessionnaire initial Mixéner, la société dédiée Mérignac Centre Energies créée le 21 janvier 2021, dans ses droits et obligations issus du contrat de concession portant délégation du service public du réseau de chaleur de Mérignac Centre.

L'avenant N°2 adopté par délibération N°2022-356 en date du 24 juin 2022 a porté sur le respect des principes de la République, ayant notamment pour objectif le renforcement de la neutralité du service public et la lutte contre le séparatisme et les atteintes à la citoyenneté.

Annexe 2 : Liste des documents financiers transmis par le délégataire

- Le rapport annuel
- La balance générale
- Le compte d'exploitation
- Le grand-livre
- L'état des immobilisations et des amortissements
- Le fichier de suivi des indices
- Le fichier de suivi des frais de raccordements
- La liasse fiscale
- L'emprunt bancaire
- Le courrier d'octroi de subvention de l'Ademe
- Des conventions avec le Groupe
- Des factures

12.5 ANNEXE – Carte des réseaux de chaleur existants et en projet

Carte des réseaux de chaleur existants et en projet sur Bordeaux Métropole - Juin 2023

