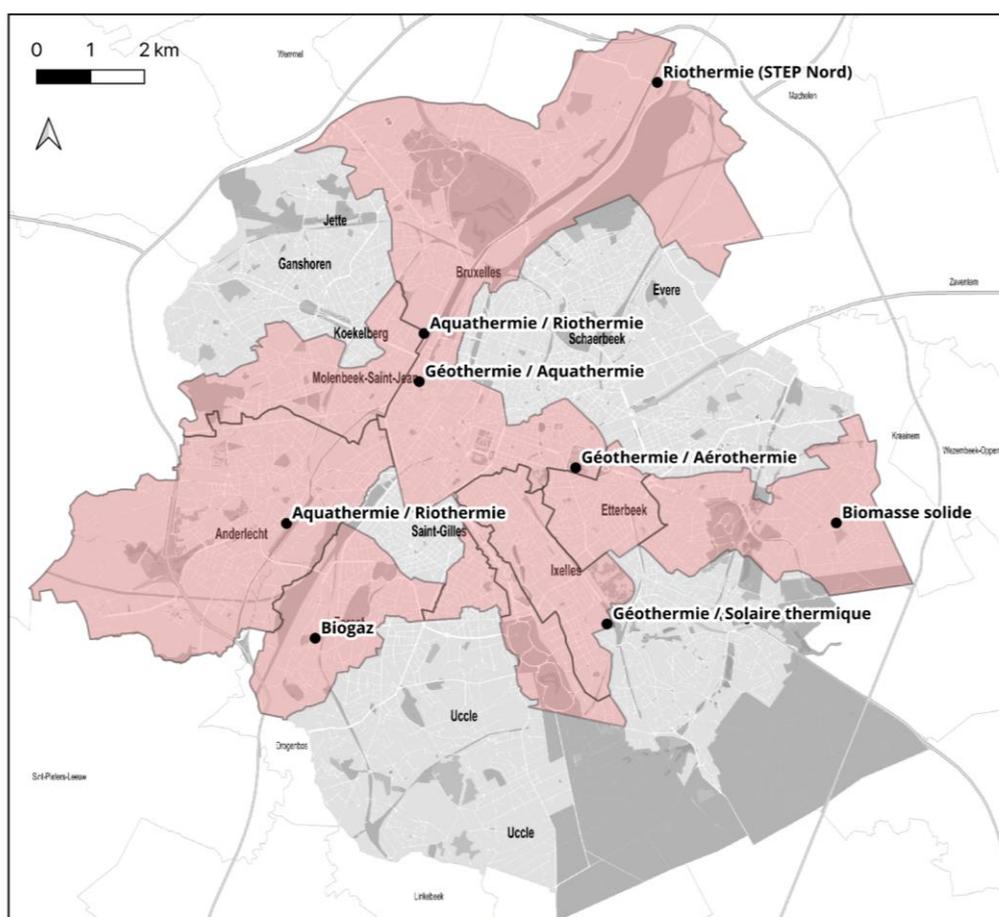


RESEAUX D'ENERGIE THERMIQUE DECARBONES – ETUDES DE CAS

(Rapport volet 2)



BRUXELLES ENVIRONNEMENT

FÉVRIER 2025

TABLE DES MATIÈRES

LEXIQUE	2
INTRODUCTION	3
DENSITÉ LINÉIQUE	4
RÉCAPITULATIF DES PRINCIPALES DONNÉES TECHNIQUES DES RÉSEAUX ÉTUDIÉS	6
ANALYSE DE COÛT	6
1. Coût global	6
2. Comparaison à la solution individuelle décarbonée	10
3. Subsidés	13
ACCESSIBILITÉ DE LA RESSOURCE	14
ANALYSE CLIMATIQUE	14
ANALYSE DE SENSIBILITÉ	15
1. Prix de l'énergie	15
2. Émissions de CO ₂	16
CONCLUSION	18

TABLE DES TABLEAUX

Tableau 1 : Pourcentage de la demande de chaque commune en fonction de la densité linéique	5
Tableau 2 : Données techniques des réseaux triés par régime de température (haute température en rouge)	6
Tableau 3 : Coût total CAPEX (M€) et OPEX (M€/an) par réseau	7
Tableau 4 : Poids de la composante "Energie OPEX" dans le coût global des réseaux	8
Tableau 5 : Impact de l'ajout du froid passif sur la demande totale (GWh/an) et la densité linéique (MWh/an/m) ..	10
Tableau 6 : Durée de l'étalement de l'investissement des réseaux	10
Tableau 7 : Critique de certaines hypothèses / simplifications de l'analyse	13
Tableau 8 : Sensibilité sur les prix des vecteurs énergétiques	16

TABLE DES GRAPHIQUES

Graphique 1: Densité linéique d'équilibre pour une longueur donnée assurant la compétitivité du réseau de chaleur par rapport à l'aérothermie (< 150 €/MWh) pour diverses sources d'approvisionnement	5
Graphique 2 : Densité linéique d'équilibre pour une longueur de réseau donnée et pour différents niveaux de coûts	5
Graphique 3 : Coûts normalisés par MWh de demande en chaleur	7
Graphique 4 : Coûts normalisés par MWh de demande de chaleur dans un cas de partage d'électricité	8
Graphique 5 : Coûts normalisés par MWh de demande en chaleur avec la diminution des coûts d'investissement pour le solaire thermique	9
Graphique 6 : Comparaison des coûts normalisés par MWh de demande en chaleur aux coûts normalisés par MWh de demande de chaleur et de froid passif	10
Graphique 7 : Comparaison du coût total des réseaux entre la solution collective et la solution individuelle décarbonée : Investissements sur 20 ans	11
Graphique 8 : Comparaison du coût total des réseaux entre la solution collective et la solution individuelle décarbonée : Investissements sur 20/ 40 ans	12
Graphique 9 : Subsidés obtenus par cas étudié en % de CAPEX	13
Graphique 10 : Comparaison des émissions de CO ₂ directes et indirectes entre les solutions individuelles carbonées et décarbonées et la solution collective	14
Graphique 11 : Émissions de CO ₂ normalisées par MWh chaleur distribuée	15
Graphique 12 : Impact de la variation du prix de l'énergie sur le coût global des cas d'étude	16

Graphique 13 : Sensibilité sur le facteur d'émission de l'électricité (compensation due à la revente non prise en compte d'électricité pour Forest)..... 17

LEXIQUE

Mot / Acronyme / Abréviation	Définition
BT	Basse température
COP	Coefficient de Performance
PAC	Pompe à chaleur
RBC	Région de Bruxelles-Capitale
RET	Réseau d'énergie thermique
STEP	Station d'épuration

INTRODUCTION

Ce rapport s'inscrit dans un cadre plus large et fait partie du deuxième volet de l'étude décarbonation¹.

L'étude décarbonation est composée de 3 volets :

- Un premier volet qui évalue les solutions de chauffage au niveau de la Région² ;
- Un deuxième qui se concentre sur des études de cas pour les réseaux d'énergie thermique (RET) décarbonés ;
- Un troisième qui vise à identifier les freins au développement de la chaleur renouvelable³.

L'objectif final de l'étude décarbonation et de ses différents volets est d'alimenter les réflexions du Gouvernement et lui permettre de concevoir, à terme, un plan régional pour la chaleur qui s'insèrera dans le prochain Plan Air Climat Énergie. Ce plan chaleur doit permettre d'identifier de nouvelles mesures et de cartographier les solutions de chauffage les plus adaptées à chaque bâtiment, en fonction de sa localisation, de ses caractéristiques et de son affectation.

Dans le cadre du premier volet sur les solutions de chauffage au niveau de la Région, un potentiel intéressant a été identifié pour les réseaux d'énergie thermique. C'est dans ce cadre que l'étude de cas sur les RET présentée dans ce rapport a été réalisée.

Cette étude de cas comprend une note méthodologique, une fiche par réseau et le présent rapport.

Pour mémoire, la note fournit la méthodologie qui a permis d'identifier les endroits intéressants pour les réseaux de chaleur sur base de la demande en chaleur d'une zone et du potentiel de production dans cette zone. Cette note contient également les hypothèses en termes de coûts, d'émissions de CO₂ et d'autres éléments qui ont permis de réaliser pour chacun des 8 réseaux étudiés, une fiche technique reprenant les éléments caractéristiques de ceux-ci en termes de chaufferie, données du réseau, informations financières, économiques et environnementales.

Le présent rapport compare quant à lui les différents réseaux entre eux et synthétise les enseignements résultant des différentes analyse et comparaisons effectuées.

Il convient de noter que d'un point de vue financier, la solution alternative individuelle au gaz naturel n'a pas été prise en compte, cette étude se focalisant sur les solutions décarbonées. Il est néanmoins important de rappeler en préambule du rapport de cette étude de cas (et comme constaté dans le volet 1) que la solution au gaz naturel reste actuellement, dans presque tous les cas, moins chère financièrement au niveau micro-économique et que le développement de solutions individuelles ou collectives décarbonées restera difficile tant que l'utilisation du gaz naturel restera autorisée et que le prix du gaz naturel restera très compétitif⁴.

Dans ce cadre, la présente étude de cas (volet 2) analyse 8 configurations théoriques fictives pour différents RET sur différentes communes. Certains réseaux fonctionnent à basse température en combinant géothermie, aérothermie, solaire thermique, aquathermie ou riothermie tandis que d'autres fonctionnent à haute température avec du biogaz ou de la biomasse. Il est important de noter qu'il s'agit d'une étude de cas théorique qui n'est pas exhaustive et qui se base sur des données de consommation estimées, des potentiels de production théorique et un certain nombre d'hypothèses détaillées dans la note méthodologique. La pertinence financière et économique de chaque réseau devrait être validée au cas par cas sur base de données plus précises.

Enfin, l'implantation des différents systèmes de chaufferie étudiés est soumise à l'obtention préalable de permis. Les analyses effectuées dans le cadre de cette étude ne présagent en rien de l'obtention de ces différents permis.

¹ <https://environnement.brussels/citoyen/nos-actions/projets-et-resultats/chauffer-nos-batiments-sans-energies-fossiles-letude-decarbonation-nous-en-dit-plus>

² https://document.environnement.brussels/opac_css/elecfile/RAP_20240417_Evaluation_complexe_chaleur_froid_RBC.pdf

³ https://document.environnement.brussels/opac_css/elecfile/Consultation_du_secteur_HVAC.pdf

⁴ A noter, l'introduction à partir de 2027 de l'ETS 2 (<https://environnement.brussels/pro/reglementation/obligations-et-autorisations/systeme-dechange-de-quotas-demission-du-neuf-pour-le-batiment-et-le-transport>), non pris en compte dans le cadre de cette étude.

DENSITÉ LINÉIQUE

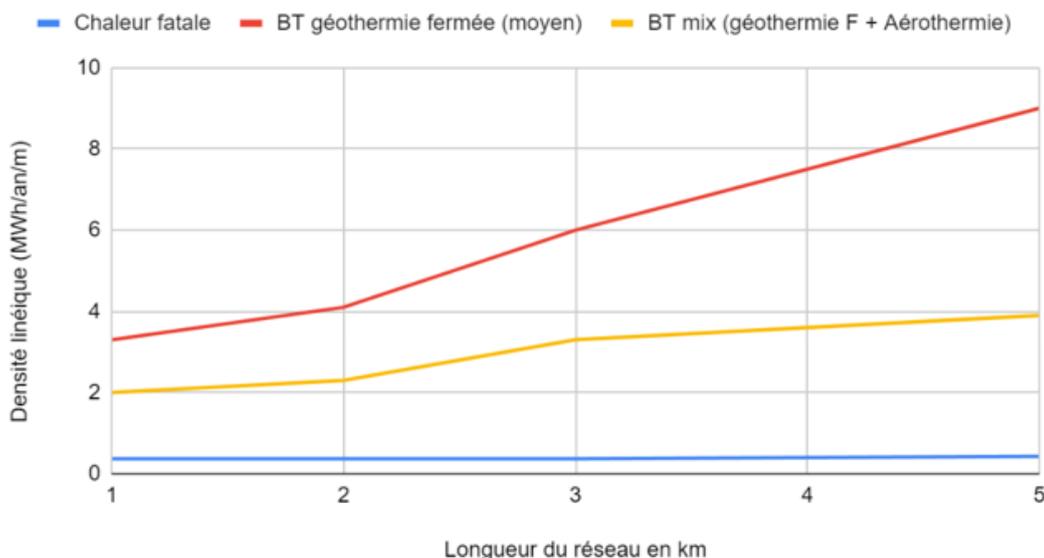
Avant d'entamer la comparaison des différents réseaux étudiés entre eux et avec une solution individuelle d'un point de vue économique et en termes d'émissions de CO₂, il est important de rappeler le concept de densité linéique⁵. En effet, c'est cet indicateur qui avait révélé la pertinence pour la RBC des RET dans le cadre du volet 1.

La densité linéique permet d'identifier les zones où la demande est suffisamment concentrée pour justifier l'investissement dans une infrastructure de réseau. Mais cet élément n'est pas suffisant car il faut également que dans cette zone énergétiquement dense, une source d'énergie renouvelable soit disponible en suffisance et accessible à un coût raisonnable par rapport à l'alternative individuelle. Ce n'est que dans ce cas que le réseau de chaleur pourra devenir la meilleure solution de décarbonation dans une zone. La présente étude de cas va donc également comparer dans une zone donnée le coût de l'approvisionnement en chaleur pour une infrastructure centralisée par rapport à une solution individuelle. Cette approche est d'ailleurs régulièrement pratiquée dans d'autres pays et, par exemple, au Danemark dans le cadre de leur planification énergétique⁶.

Dans le cas de la RBC, et sous les hypothèses de coûts de cette étude, il devrait donc exister des zones où la densité énergétique est suffisante pour justifier l'investissement dans un réseau lorsque le coût de la chaleur résultant de l'investissement est inférieur à une solution renouvelable individuelle.

Etant donné que le coût moyen d'approvisionnement en chaleur avec une PAC aérothermique individuelle est estimé entre 135 et 160 €/MWh en fonction de la localisation et du type de bâtiment, la densité linéique d'équilibre d'un réseau de chaleur doit se situer aux alentours de 150 €/MWh. Le graphique ci-dessous montre la densité d'équilibre pour différents types de RET avec un coût moyen d'exploitation de 150€/MWh. Comme le montre le graphique ci-dessous, lorsque la source est de la chaleur fatale (par exemple l'incinération de déchets), le réseau reste compétitif par rapport à l'aérothermie individuelle même à des densités inférieures à 1 MWh/an/m de réseau. Pour un réseau à basse température (BT), la densité d'équilibre se situera plutôt entre 2 et 4 MWh/an/m de réseau. Le graphique indique également un impact important du choix du mix énergétique : un réseau alimenté uniquement avec de la géothermie aura besoin d'une densité linéique en moyenne plus de deux fois supérieure à un réseau dont le mix énergétique a été optimisé (ex : géothermie et aérothermie).

La longueur du réseau dans le graphique est définie comme la plus grande distance séparant les consommateurs de la source d'énergie. En particulier, un réseau qui contiendrait plusieurs sources alimentant le réseau à divers points d'injection a une longueur à la source plus faible que la longueur de ses tuyaux.

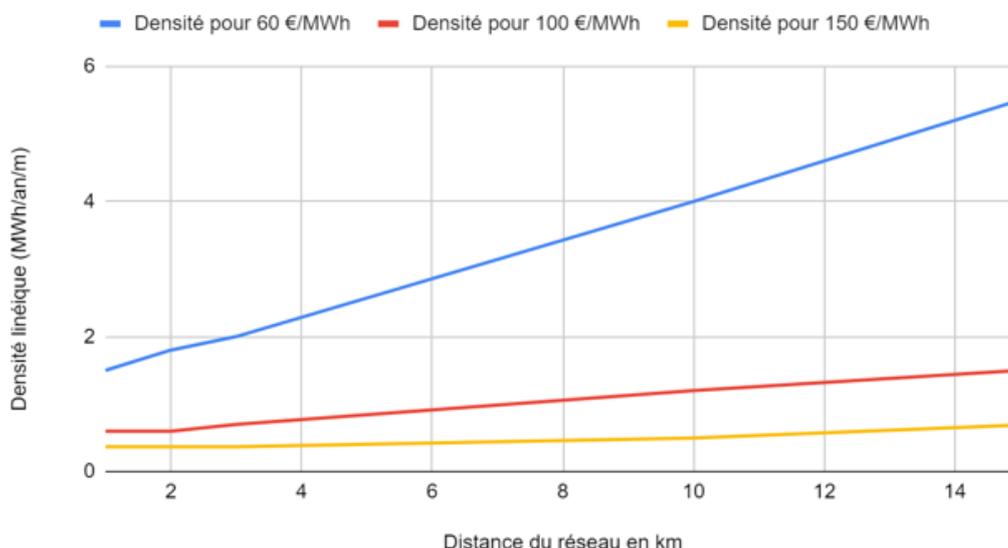


⁵ Voir page 11 de la note méthodologique

⁶ Exemple à Copenhague, avec une projection de la part d'énergie produite avec des installations individuelles, décentralisées (c'est à dire dans la zone d'un réseau de chaleur existant de type distribution), et centralisée (soit dans la zone dite de "transport" du réseau de chaleur) en 2050 dans différents scénarios. Page 90 de l'étude suivante : <https://varmeplanhovedstaden.dk/wp-content/uploads/2022/03/220302-Slutrapport-FFH50-Final.pdf>

Graphique 1: Densité linéique d'équilibre pour une longueur donnée assurant la compétitivité du réseau de chaleur par rapport à l'aérothermie (< 150 €/MWh) pour diverses sources d'approvisionnement

Sachant qu'il existe un lien entre la source de chaleur, la densité linéique, la longueur du réseau et son coût, il est également possible de faire varier le coût du réseau pour trouver la densité d'équilibre pour une certaine source/technologie. Le Graphique 2 ci-dessous montre qu'il est possible d'atteindre des coûts d'approvisionnement en chaleur inférieurs à 60€/MWh pour les réseaux alimentés par de la chaleur fatale. Ce niveau de coûts très faible nécessite néanmoins une densité plus importante et/ou une longueur plus réduite.



Graphique 2 : Densité linéique d'équilibre pour une longueur de réseau donnée et pour différents niveaux de coûts

En ce qui concerne les 8 réseaux de chaleur étudiés, ceux-ci se situent sur 7 communes de la RBC. Le tableau ci-dessous exprime le pourcentage du territoire de chaque commune couvert en fonction de la densité linéique.

Densité linéique → Commune ↓	< 2 MWh/an/m	[2 ; 4[MWh/an/m	[4 ; 6] MWh/an/m	> 6 MWh/an/m
Etterbeek	0%	0%	4,7%	95,3%
Bruxelles	3,6%	6,5%	9,3%	80,6%
Molenbeek-Saint-Jean	0,7%	3,3%	12,6%	83,4%
Anderlecht	6,7%	14,1%	18,7%	60,4%
Ixelles	0%	2,5%	6,3%	91,3%
Forest	2,6%	9,5%	20,7%	67,2%
Woluwe-Saint-Pierre	9,4%	44,0%	24,8%	21,7%

Tableau 1 : Pourcentage de la demande de chaque commune en fonction de la densité linéique

Ce tableau indique que les communes d'Etterbeek, de Bruxelles, de Molenbeek et d'Ixelles ont plus de 80% de leur demande de chaleur qui se trouve dans des zones avec une très forte densité linéique et supérieure à 6 MWh/an/m. Ces communes, pour autant que la disponibilité d'une source de chaleur décarbonée en suffisance soit disponible, sont donc des communes où les réseaux de chaleur pourraient occuper une place très importante dans le futur mix

énergétique. A contrario, pour la commune de Woluwe-Saint-Pierre, les réseaux de chaleur possèdent un potentiel moins important.

RÉCAPITULATIF DES PRINCIPALES DONNÉES TECHNIQUES DES RÉSEAUX ÉTUDIÉS

Le tableau ci-dessous présente les principales données techniques des réseaux obtenues après le dimensionnement de la chaufferie et le choix du tracé (présentés in extenso dans les fiches spécifiques pour chaque réseau). Il est à noter que la localisation des réseaux a été choisie afin d'obtenir des densités linéiques importantes ce qui constitue un élément favorable pour le développement de réseaux d'énergie thermique, bien que ce critère ne soit pas suffisant, comme expliqué page 11 de la note méthodologique.

Réseau	Source(s) d'énergie	Longueur simple [m]	Puissance [MW]	Demande [GWh/an]	Densité linéique [MWh/an/m]	Nombre total de raccords
Anderlecht	Aquathermie / Riothermie	1170	4,1	8,6	7,4	181
Molenbeek-Saint-Jean	Aquathermie/ Riothermie	650	3,1	7	10,8	61
Etterbeek	Géothermie fermée / Aérothermie	970	5,8	12,4	12,8	163
Ixelles	Géothermie fermée / Solaire thermique	160	1,3	2,1	13,1	4
Bxl-Centre	Géothermie fermée / Aquathermie	350	1,1	2,3	6,6	30
Bxl STEP	Récupération de chaleur / Riothermie	3580	5,8	12,1	3,4	370
Forest	Cogen + Chaudière biogaz	1790	9,7	20	11,1	289
Woluwe-Saint-Pierre	Chaudière biomasse	2170	6,7	14	6,4	165

Tableau 2 : Données techniques des réseaux triés par régime de température (haute température en rouge)

Ces données techniques permettent d'effectuer les analyses décrites ci-dessous.

ANALYSE DE COÛT

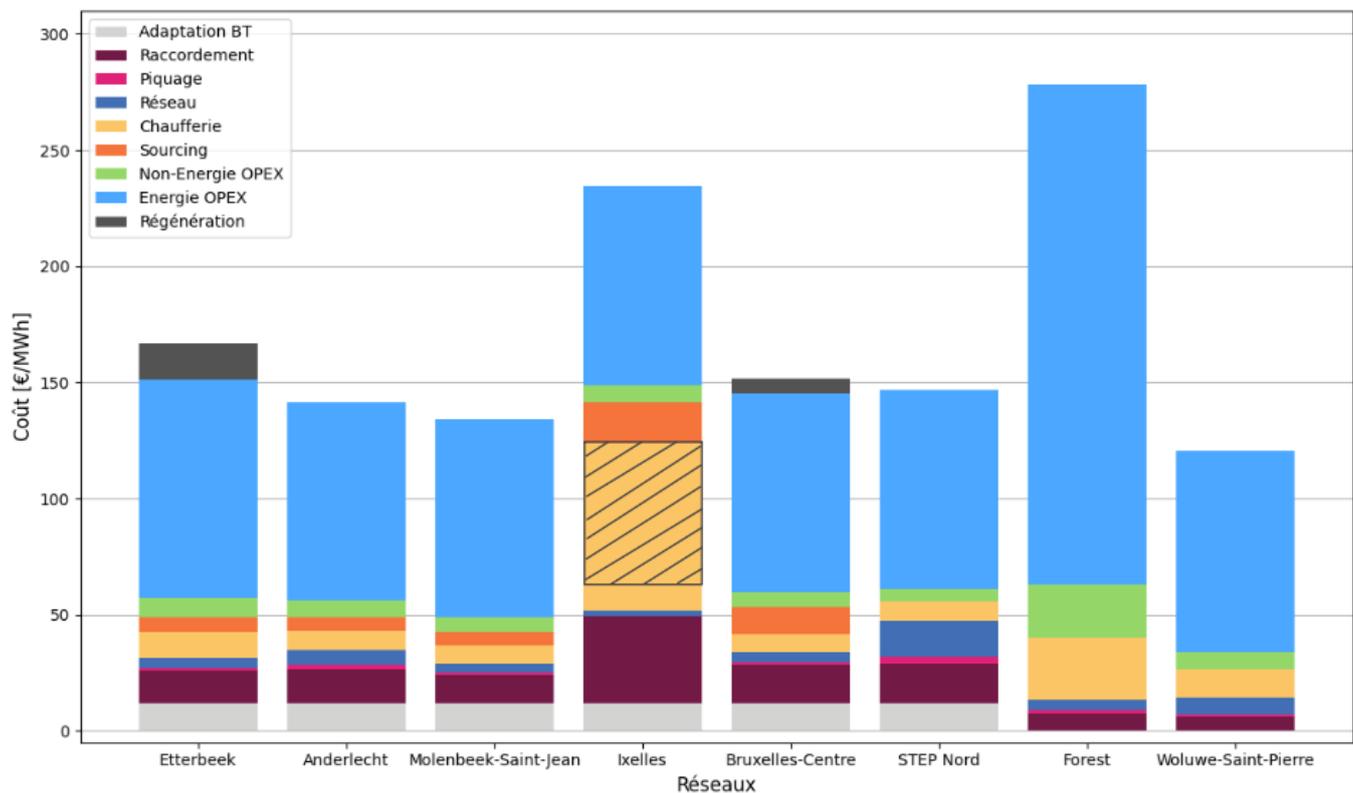
1. COÛT GLOBAL

Le tableau ci-dessous présente un aperçu du coût des CAPEX et OPEX des différents réseaux étudiés. Si ce tableau ne permet pas de comparer les réseaux entre eux, il permet d'avoir certains ordres de grandeur des coûts impliqués par ce genre de réseaux avec des demandes de chaleur entre 2 et 20 GWh/an, des longueurs de réseaux comprises entre 160 m et 3,6 km et desservant entre 4 et 370 clients.

Réseau	Anderlecht	Bxl - Centre	Bxl - STEP	Etterbeek	Forest	Ixelles	Molenbeek	Woluwe-Saint-Pierre
CAPEX (M€)	10,9	3,3	18	15	18,5	6,9	7,4	9,8
OPEX (M€/an)	0,8	0,2	1,1	1,5	5,3	0,2	0,6	1,3

Tableau 3 : Coût total CAPEX (M€) et OPEX (M€/an) par réseau

Le coût global en €/MWh de chaque cas étudié est présenté dans le graphique ci-dessous. Comme détaillé dans la note méthodologique pages 19 à 27, les coûts sont calculés par composante, chacune normalisée pour obtenir un coût par MWh de chaleur distribué. La composante « piquage » représente le coût lié à la conduite entre le « réseau » et le bâtiment, le « raccordement » représente quant à lui les coûts liés à la sous-station. La « chaufferie » englobe tous les coûts liés à l'installation de production de chaleur à l'exception du « sourcing » qui englobe le coût pour récupérer de l'énergie présente dans le sol ou dans les égouts, à savoir le forage et les sondes géothermiques ou encore les échangeurs de chaleur dans les collecteurs des égouts. La régénération représente le coût associé à l'utilisation d'une autre technologie afin de compenser le déséquilibre entre la demande en chaud et en froid pour la géothermie, et ce afin de ne pas appauvrir au fil du temps la capacité du sol de fournir de la chaleur ou du froid. Pour les 6 premiers réseaux, un coût d'adaptation à la basse température (adaptation BT) a été inclus afin de prendre en compte la nécessité d'adapter ou de changer les radiateurs afin de pouvoir se chauffer à basse température.

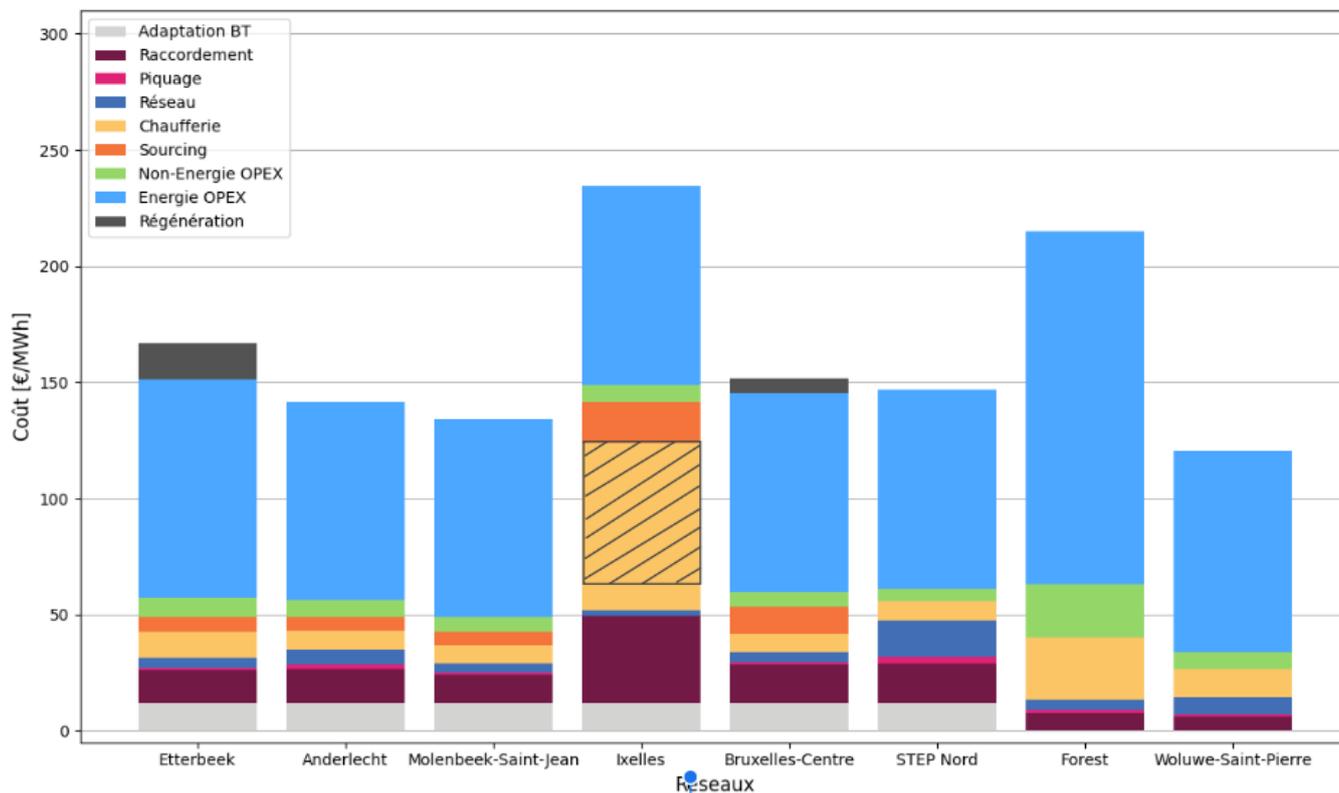


Graphique 3 : Coûts normalisés par MWh de demande en chaleur

Le réseau à la biomasse de Woluwe-Saint-Pierre présente les coûts les moins élevés, tandis que les réseaux d'Ixelles et de Forest sont ceux qui ont les coûts les plus élevés et n'apparaissent pas comme compétitifs. Pour Woluwe-Saint-Pierre, on peut donc constater qu'un petit réseau de chaleur localisé peut se justifier même si cette commune apparaît dans l'ensemble moins propice au développement des réseaux de chaleur.

Dans le cas d'Ixelles, des coûts importants sont liés à la régénération avec du solaire thermique (voir partie hachurée) tandis que pour Forest, réseau fonctionnant avec des cogénérations au biogaz, il s'agit principalement du faible prix de revente de l'électricité qui impacte fortement le coût de production de chaleur. En effet, dans un cas

plus optimiste de partage d'électricité à un prix plus intéressant que celui de la revente directe (voir note méthodologique), les coûts du réseau de Forest diminuent significativement, bien que cela ne soit pas suffisant (voir graphique ci-dessous). Les autres réseaux fonctionnant avec des pompes à chaleur ont des coûts similaires, même si les réseaux utilisant de la riothermie et de l'aquathermie apparaissent un peu moins chers que ceux utilisant de la géothermie.



Graphique 4 : Coûts normalisés par MWh de demande de chaleur dans un cas de partage d'électricité

De manière générale, la composante ayant le plus de poids dans le coût global est l'achat de l'énergie (voir tableau ci-dessous). Dès lors, en fonction du vecteur énergétique utilisé, le risque de variation de ce coût global peut être plus ou moins élevé. Le cas d'étude "Forest" avec une cogénération biogaz comme source principale est le plus impacté par ce risque étant donné la part majeure que représente les OPEX liés à l'énergie dans son coût global. Cette part est principalement due à l'efficacité de la technologie. En effet, parmi toutes les technologies, l'installation de cogénération est celle avec le plus faible rendement et qui nécessite dès lors plus d'énergie. Enfin, pour les solutions électrifiées (géothermie, aquathermie, etc.), l'adjonction d'une production locale d'électricité renouvelable pourrait permettre plus de résilience face aux variations des prix d'achat. Ce cas de figure n'a pas été évalué dans ce rapport.

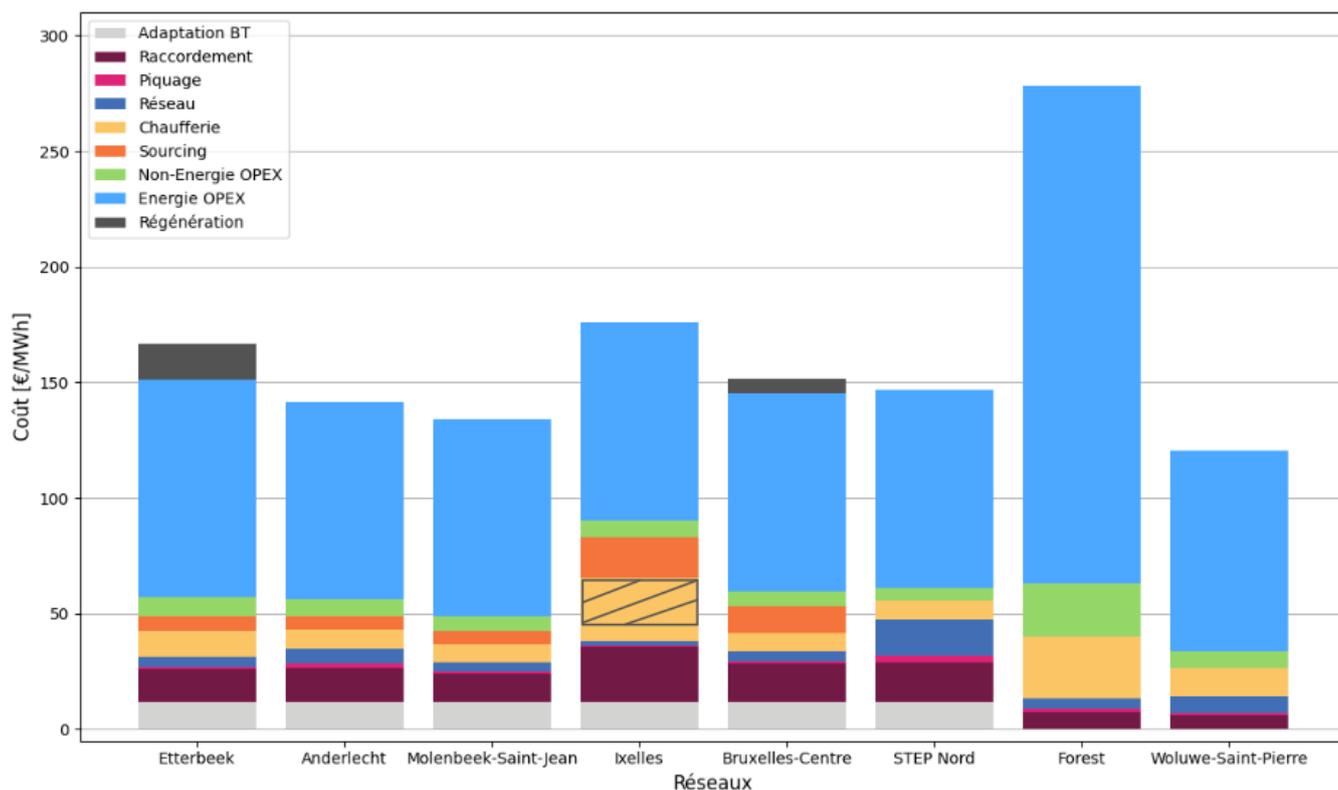
Réseaux	Etterbeek	Anderlecht	Molenbeek-Saint-Jean	Ixelles	Bruxelles-Centre	STEP Nord	Forest	Woluwe
Part énergie OPEX	57%	61%	64%	35%	57%	61%	77%	73%
OPEX [€/MWh]	94	86	86	86	86	86	215 ⁷	87

Tableau 4 : Poids de la composante "Energie OPEX" dans le coût global des réseaux

Ces résultats traduisent également les "bonnes" et "mauvaises" pratiques en termes de mix énergétique. En effet, dans le cas d'étude "Ixelles", l'emploi du solaire thermique uniquement pour régénérer le sol ne semble pas être une solution optimale au vu du coût important d'investissement dans cette technologie (voir partie hachurée sur le Graphique 3). Il est à noter que les coûts d'investissement considérés sont assez pessimistes au regard des

⁷ Cette valeur prend en compte la revente de l'électricité verte.

différentes tendances européennes⁸. En diminuant ces coûts d'investissement pour s'aligner avec les prix qui se pratiquent au Danemark (voir note de bas de page), le cas d'étude "Ixelles" revient dans des ordres de grandeur compétitifs par rapport aux autres réseaux étudiés (voir Graphique 5).



Graphique 5 : Coûts normalisés par MWh de demande en chaleur avec la diminution des coûts d'investissement pour le solaire thermique

Vente de froid

Certains réseaux présentés ci-dessus, tels que les réseaux basse température avec de la géothermie⁹ peuvent fournir un service de refroidissement passif en été grâce à la température naturellement fraîche du sous-sol. Le froid est dit « passif » car il utilise directement la fraîcheur du sol pour rafraîchir les bâtiments, sans recourir à des compresseurs énergivores à l'inverse du refroidissement actif (pompe à chaleur en mode inversé, climatiseurs, etc.). Ce principe permet donc de couvrir la demande de rafraîchissement des bâtiments raccordés au réseau et en même temps de régénérer une partie de l'énergie puisée dans le sous-sol grâce à la chaleur prélevée des bâtiments.

Ce refroidissement passif peut également être comptabilisé dans l'analyse de coûts. En effet, en plus de la vente de chaleur aux consommateurs en hiver, le réseau couvre la demande de rafraîchissement en été. Etant donné qu'il n'y a pas de coûts supplémentaires liés à ce service de refroidissement, la vente de froid passif améliore la densité linéique (voir Tableau 5) ainsi que les coûts totaux des réseaux (voir Graphique 6) étant donné que le coût de ces derniers est normalisé pour une quantité d'énergie délivrée plus importante (chaleur + froid).

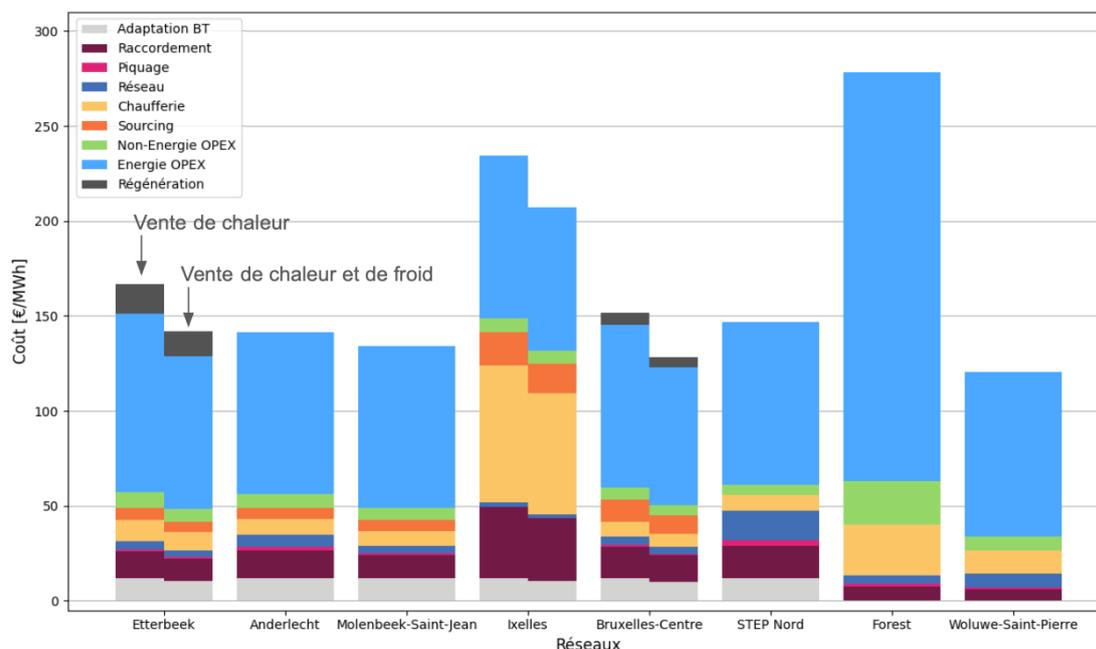
Réseaux	Etterbeek	Ixelles	Bruxelles-Centre
Demande de chaleur [GWh/an]	12,4	2,1	2,3
Densité linéique [MWh/an/m]	12,8	13,1	6,6
Demande de chaleur et de froid [GWh/an]	14,6	2,4	2,7

⁸ Les systèmes solaires thermiques à capteurs plats résidentiels coûtent entre 670 et 1200 EUR/m², en Belgique et aux Pays-Bas, et Royaume-Uni. Pour les systèmes plus grands, les prix peuvent descendre jusqu'à 400 €/m² pour ces mêmes pays. Le Danemark bénéficie de prix très bas, entre 170 et 216 EUR/m² pour les grandes installations ([Solarthermalworld](#)) ([Solarthermalworld](#)) ([Renewable Energy Hub](#)) ([Solar Guide](#)) ([IEA SHC](#)).

⁹ Le refroidissement à partir d'aquathermie est proscrit en RBC afin d'éviter tout impact pour la biodiversité aquatique (problème d'oxygénation). Toutefois, il est également possible de faire du refroidissement passif avec la riothermie.

Densité linéique [MWh/an/m]	15	15,1	8
-----------------------------	----	------	---

Tableau 5 : Impact de l'ajout du froid passif sur la demande totale (GWh/an) et la densité linéique (MWh/an/m)



Graphique 6 : Comparaison des coûts normalisés par MWh de demande en chaleur aux coûts normalisés par MWh de demande de chaleur et de froid passif

NB : Les coûts des réseaux considérés dans la suite de ce rapport sont ceux relatifs uniquement à la vente de chaleur.

2. COMPARAISON À LA SOLUTION INDIVIDUELLE DÉCARBONÉE

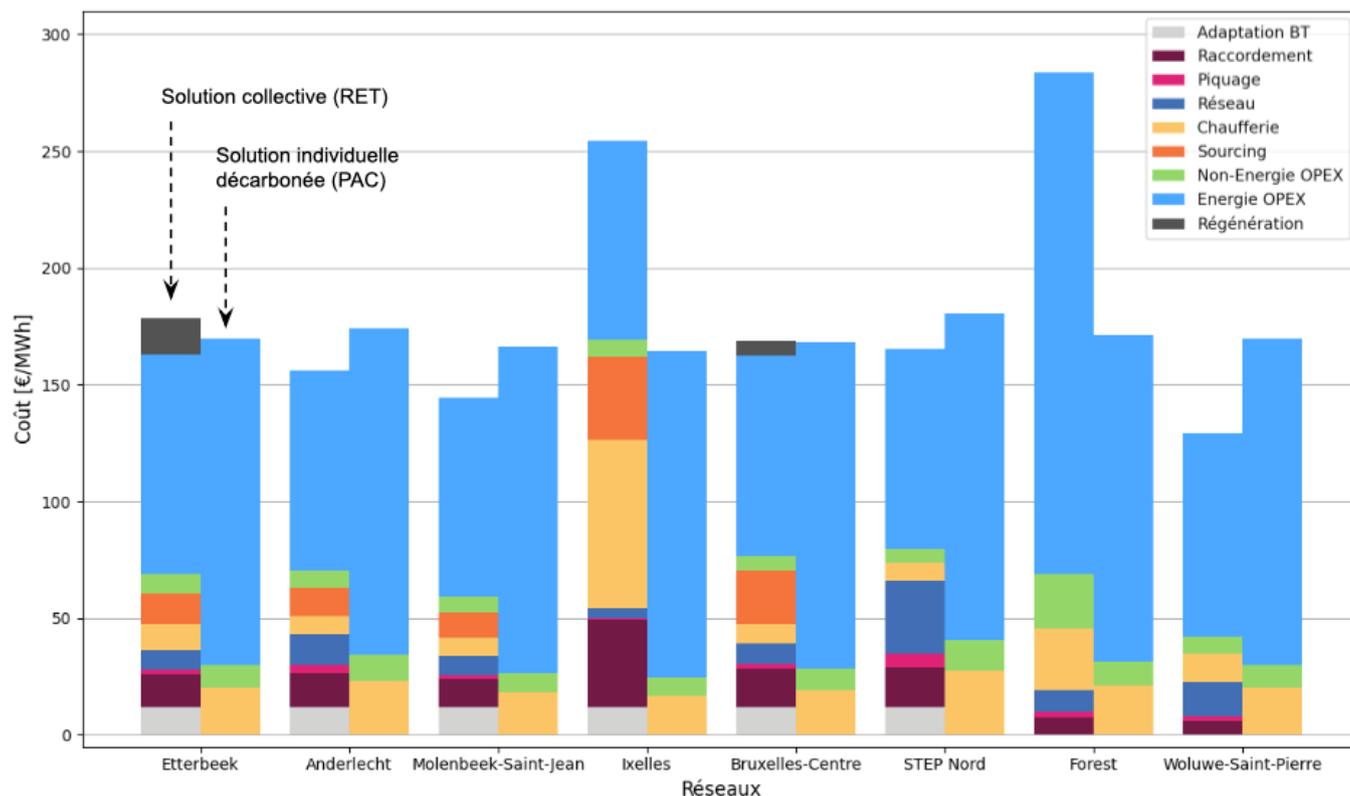
Deux durées d'investissement sont étudiées pour la comparaison entre la solution collective et la solution individuelle décarbonée. Dans le premier cas (Graphique 7), la durée de l'investissement est de 20 ans pour toutes les composantes concernées : adaptation basse température (BT), raccordement, piquage, réseau, chaufferie & sourcing. Dans le second cas (Graphique 8), une distinction est faite entre les composantes qui peuvent être amorties sur 20 ans et celles sur 40 ans. En effet, au vu de la durée de vie de certaines composantes, la durée de l'investissement pourrait être étalée sur une période plus longue. Dès lors, dans ce second cas, la durée de l'investissement des composantes du sourcing, du réseau et du piquage est de 40 ans (les autres restent à 20). Il est important de noter qu'en l'état actuel, l'accès à du financement sur 40 ans est compliqué à obtenir et nécessite une contrepartie, par exemple via une garantie. Le tableau ci-dessous résume ces deux cas de figure.

Composante CAPEX	Chaufferie	Sourcing	Réseau	Piquage	Adaptation basse température	Raccordement
Cas 1 : Durée de l'investissement	20	20	20	20	20	20
Cas 2 : Durée de l'investissement	20	40	40	40	20	20

Tableau 6 : Durée de l'étalement de l'investissement des réseaux

Cette distinction entre les deux cas impacte le coût global. En effet, plus l'investissement est réparti sur le long terme, moins la part de CAPEX aura d'importance dans le coût total. Les graphiques ci-dessous illustrent cette tendance et en montrent l'importance surtout pour les cas de géothermie.

Notons que dans les comparaisons entre solution individuelle et solution collective ci-dessous, il n'est pas tenu compte des coûts d'adaptation du réseau de distribution d'électricité qui permettent effectivement d'assurer le déploiement de solutions individuelles.



Graphique 7 : Comparaison du coût total des réseaux entre la solution collective et la solution individuelle décarbonée : Investissements sur 20 ans.

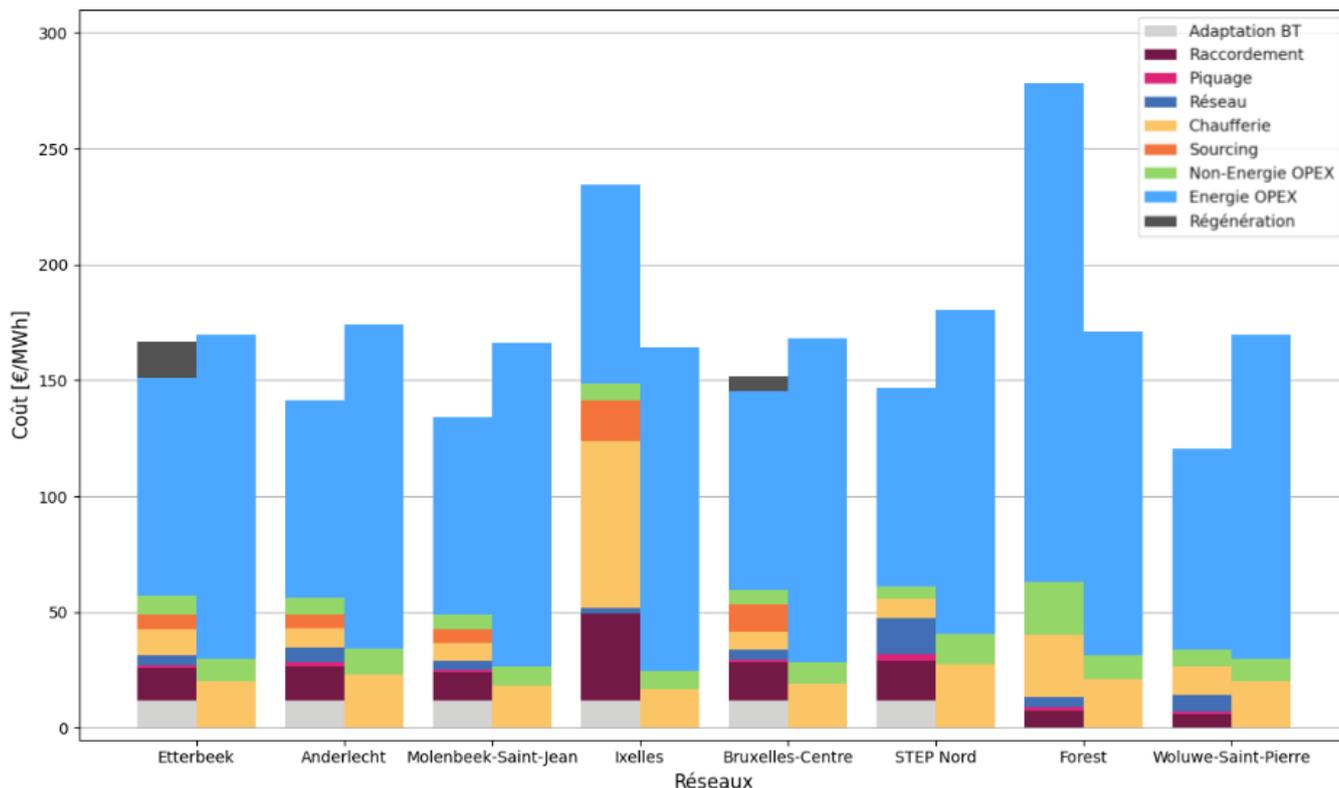
Dans le Graphique 7, la solution collective est plus avantageuse pour la moitié des cas étudiés :

- Les réseaux avec un mix aquathermie/riothermie (Anderlecht et Molenbeek) ;
- Le réseau de la STEP Nord ;
- Le réseau à la biomasse de Woluwe-Saint-Pierre.

En ce qui concerne l'autre moitié, les conclusions sont les suivantes :

- Le cas d'étude "Ixelles" (géothermie fermée et solaire thermique) est défavorisé par le choix des technologies et de leur combinaison. En effet, comme mentionné précédemment, l'utilisation de l'énergie solaire thermique, dont les coûts d'investissement sont élevés, à des fins de régénération conduit à une perte d'argent et d'énergie. La chaleur issue de l'énergie solaire pourrait être utilisée directement au sein du réseau pour l'eau chaude sanitaire par exemple. Cette solution n'est pas optimale d'un point de vue technique avec les hypothèses actuelles et ne peut donc pas concurrencer une solution alternative individuelle décarbonée. Mais ce cas prend plus de sens, en diminuant les coûts d'investissement et en optimisant l'emploi de l'énergie solaire.
- Il en est de même pour le cas d'étude "Forest" (cogénération biogaz) dont l'efficacité est moins grande que la solution individuelle. Bien que la production d'électricité renouvelable permette une rentrée d'argent, la composante énergétique est trop importante dans la solution en réseau. Envisager la mise en place d'une communauté d'énergie afin d'améliorer le prix de revente de l'électricité permettrait d'améliorer la rentabilité de ce réseau comme le montre le Graphique 4 mais serait insuffisant.
- Enfin, les cas de géothermie fermée "Etterbeek" et "Bruxelles-Centre" ont un coût total à peine plus élevé que leur équivalent en solution individuelle décarbonée et constituent donc des solutions que l'on pourrait considérer comme compétitives.

Bien qu'elle impacte tous les cas d'étude, la modification de la durée de l'investissement est surtout importante dans le cas des cas d'étude "Etterbeek" et "Bruxelles-Centre". En effet, dans le Graphique 8, le coût total de la solution collective devient plus avantageux lorsque l'investissement est étalé sur la durée de vie réelle des différentes composantes du réseau.



Graphique 8 : Comparaison du coût total des réseaux entre la solution collective et la solution individuelle décarbonée : Investissements sur 20/ 40 ans.

Certains éléments relatifs aux hypothèses prises pour obtenir ces résultats sont à garder à l'esprit lors de la comparaison entre les solutions individuelles et collectives. En effet, certaines hypothèses techniques ou simplificatrices mènent à des résultats en faveur ou défaveur des solutions collectives. Ces éléments sont repris dans le tableau ci-dessous :

Critère	Hypothèse de l'analyse	Commentaire
Hypothèses qui jouent en défaveur d'un point de vue financier des RET dans l'analyse		
Durée de vie PAC	20 ans	L'hypothèse de la durée de vie des PAC aérothermiques individuelles est une estimation optimiste.
Coût de l'électricité	350 €/MWh	L'avantage économique possible pour les RET n'est pas pris en compte dans l'analyse (coût identique entre l'électricité de la PAC individuelle et du réseau). Un professionnel de l'énergie peut aspirer à des tarifs 20% plus bas sur la commodité, et en fonction de sa localisation et puissance, le RET peut potentiellement être directement raccordé au réseau de transport ce qui implique des coûts de réseaux pour l'électricité moins élevés.
Valorisation du froid	/	Le froid n'a pas été valorisé dans l'étude. Or cette valorisation permet : <ul style="list-style-type: none"> - d'utiliser les mêmes tuyaux aussi bien pour du chaud que du froid (réseau 5^{ème} génération) ; - d'utiliser le froid afin de régénérer le sous-sol ; - d'atteindre un COP d'environ 50 pour la production de froid notamment grâce au « free cooling » tandis que le COP froid pour les solutions individuelles tourne autour de 4.

Coûts de raccordement		Les coûts de raccordement appliqués aux grandes puissances sont bien plus faibles que ceux pour les petites puissances, ce qui n'a pas été pris en compte (décroissance des prix d'achat du matériel). Ceci peut défavoriser le réseau de chaleur par rapport à la solution individuelle.
Optimisation de la gestion de la pointe	/	Il est possible d'optimiser le design d'un RET en considérant qu'il ne doit pas couvrir la pointe de charge individuelle des gros consommateurs. En effet, ces derniers peuvent le faire via une plus petite PAC aérothermique décentralisée.
Hypothèses optimistes, qui jouent en faveur d'un point de vue financier des RET dans l'analyse		
Immaturité du secteur	/	Les composantes de coût pris en compte pour le réseau peuvent être considérées comme optimistes au vu de à l'immaturité du secteur.

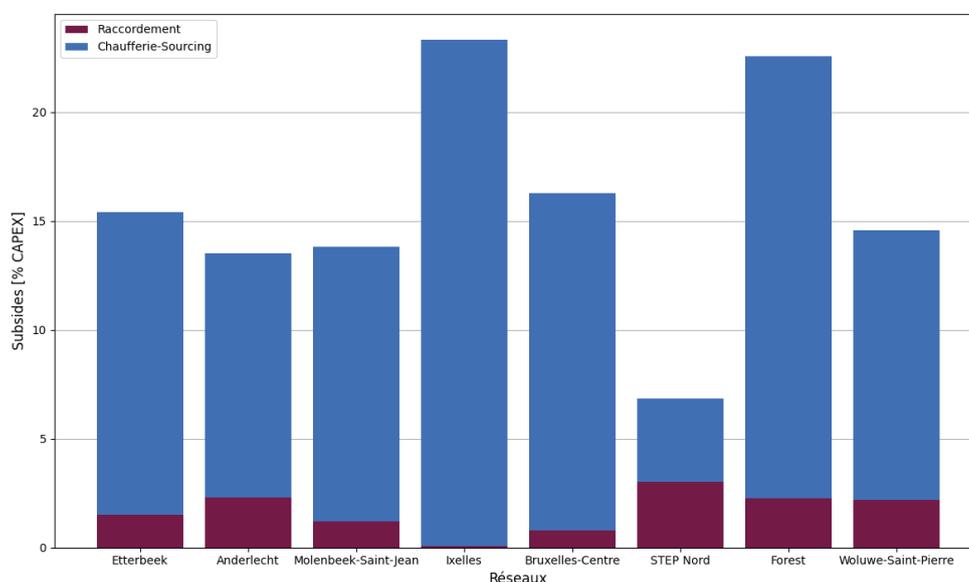
Tableau 7 : Critique de certaines hypothèses / simplifications de l'analyse

3. SUBSIDES

Deux types de subsides sont actuellement accordés via le régime de primes Renolution. Les subsides obtenus à chaque raccordement résidentiel et les subsides qui couvrent une partie de la chaufferie et du sourcing. Bien que les investissements dans le réseau soient importants, ceux-ci ne sont à ce jour pas soutenu financièrement. Le graphique ci-dessous présente les subsides potentiels actuels (raccordement, chaufferie et sourcing) pour chaque cas étudié sur base des primes Renolution en vigueur en 2024.

Il est à noter que d'une part, ces subsides n'ont pas été pris en compte dans le cadre de l'analyse de coût afin de pouvoir comparer le cout total de chaque solution et d'autre part, que ces résultats sont calculés en considérant un taux de raccordement final de 100%. Toutefois, il est peu probable que ces raccordements soient tous présents dès la première phase d'investissement du réseau.

Deux cas d'étude se distinguent des autres par leur répartition de subsides : le cas d'étude "Ixelles" (géothermie & solaire thermique) et le cas d'étude "STEP Nord" qui illustrent des comportements opposés. En effet, le réseau "Ixelles" est très court avec un CAPEX pour la chaufferie proportionnellement très élevé tandis que le réseau de la STEP est le plus long avec des coûts d'investissement pour la chaufferie assez faibles. Le premier cas bénéficie donc en majorité de subsides liés à la chaufferie alors que les subsides du second reposent fortement sur les primes pour le raccordement des consommateurs.



Graphique 9 : Subsides obtenus par cas étudié en % de CAPEX

ACCESSIBILITÉ DE LA RESSOURCE

Le réseau de la ville d'Etterbeek est un bon exemple illustrant la question de disponibilité et utilisation de la ressource géothermique. Dans ce réseau, 8% de la superficie du parc du Cinquantenaire est alloué à des forages géothermiques alors que le potentiel de production de chaleur résultant n'aurait permis de fournir de la chaleur que pour deux très grands bâtiments des institutions européennes. Ces espaces publics, s'ils sont mis à disposition de la géothermie et des réseaux de chaleur, devront donc être gérés et partagés de manière à ce que l'ensemble des bruxellois et bruxelloise puissent y avoir accès. Sans une bonne gestion de ces espaces, il existe un réel un risque d'accaparement de la ressource par une poignée de très gros consommateurs. Outre la gestion de ces espaces et des consommateurs alimentés par la géothermie, la question de la localisation des champs de sondes se pose également. Une optimisation de ses emplacements pourrait être réfléchiée en partenariat avec des projets d'aménagement urbain afin de considérer les espaces artificialisés en priorité.

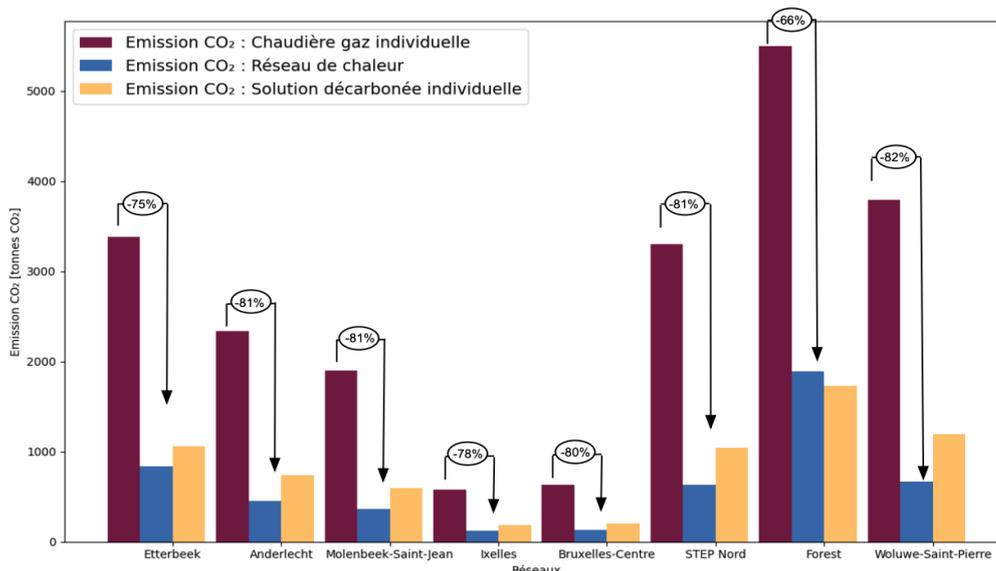
La géothermie fermée est une technologie qui prend beaucoup d'espace au sol, alors que pour une même puissance, la géothermie ouverte requiert moins d'espace au sol. Il apparait dès lors que d'un point de vue de l'accessibilité à la ressource, la géothermie ouverte est plus adaptée aux réseaux de chaleur que la géothermie fermée.

ANALYSE CLIMATIQUE

Le Graphique 10 présente la comparaison des émissions de CO₂eq liées à la combustion ou à l'utilisation d'électricité dans la chaufferie des différents réseaux étudiés en fonction du type de système de chaleur développé. Trois systèmes sont comparés :

- Le système individuel carboné, à savoir, la chaudière au gaz naturel ;
- Le système collectif décarboné, c'est-à-dire le réseau d'énergie thermique ;
- Le système individuel décarboné par défaut qu'est la pompe à chaleur aérothermique.

Les différents facteurs d'émissions utilisés sont documentés dans la note méthodologique.

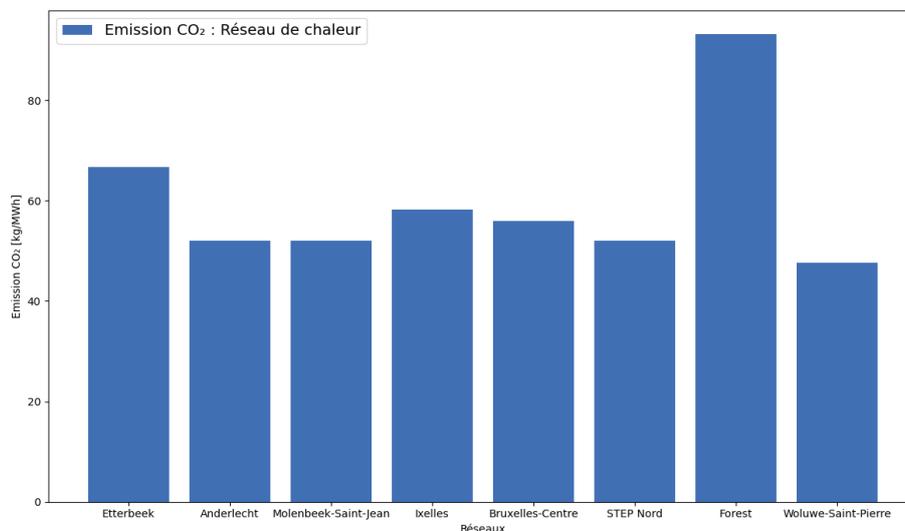


Graphique 10 : Comparaison des émissions de CO₂ directes et indirectes entre les solutions individuelles carbonées et décarbonées et la solution collective

La solution collective est dans la majorité des cas la solution la moins émettrice de CO₂. Dans le cas du réseau de Forest (cogénération au biogaz), les émissions représentées correspondent à la portion de biogaz nécessaire à produire de la chaleur. Ces émissions sont élevées à cause du relativement « mauvais » rendement de combustion du biogaz pour la production de chaleur, bien que le rendement global (chaleur + électricité) d'une cogénération soit meilleur que si l'on brûlait du biogaz dans deux processus différents.

Le gain entre la solution individuelle carbonée et la solution collective décarbonée est conséquent. En moyenne 78% d'émissions sont évitées ce qui représente plus de 16330 tonnes de CO₂ par an en additionnant tous les réseaux étudiés, soit les émissions annuelles d'environ 806 Bruxellois¹⁰.

Le Graphique 11 présente les émissions normalisées sur la demande en chaleur pour les solutions collectives. C'est à dire les émissions présentées en kg/MWh. Elles sont obtenues en divisant les émissions par an par la demande couverte par le réseau.



Graphique 11 : Émissions de CO₂ normalisées par MWh chaleur distribuée

Les enseignements principaux de ce graphique sont les suivants :

- Les émissions en termes de CO₂ par MWh de chaleur produite sont comparables pour les différents réseaux hormis pour le réseau avec des cogénérations au biogaz.
- Parmi les technologies basse température (i.e. géothermie, aquathermie, riothermie, aérothermie, etc.), les cas avec de la géothermie (“Etterbeek”, “Ixelles”, “Bruxelles-Centre”) ont des valeurs d’émissions de CO₂ plus élevées dues à la régénération du sous-sol (concept expliqué dans la note méthodologique page 15). La différence sera plus ou moins grande en fonction de l’efficacité de la régénération.
- La biomasse est aujourd’hui, la technologie la moins émettrice, en termes de CO₂, pour autant qu’il soit issu de biomasse gérée de manière durable. Toutefois, les émissions de CO₂ liées au traitement des fumées, composées d’autres polluants tels que le PM_{2,5} et le NO₂, n’est pas pris en compte dans ce calcul.
- Enfin, bien que le biogaz ne soit pas le vecteur énergétique avec le facteur d’émission le plus élevé, le cas d’étude “Forest” pâtit, comme expliqué précédemment d’une efficacité moindre lorsque l’on considère uniquement les rendements de production liés à la chaleur de la cogénération.

ANALYSE DE SENSIBILITÉ

1. PRIX DE L'ÉNERGIE

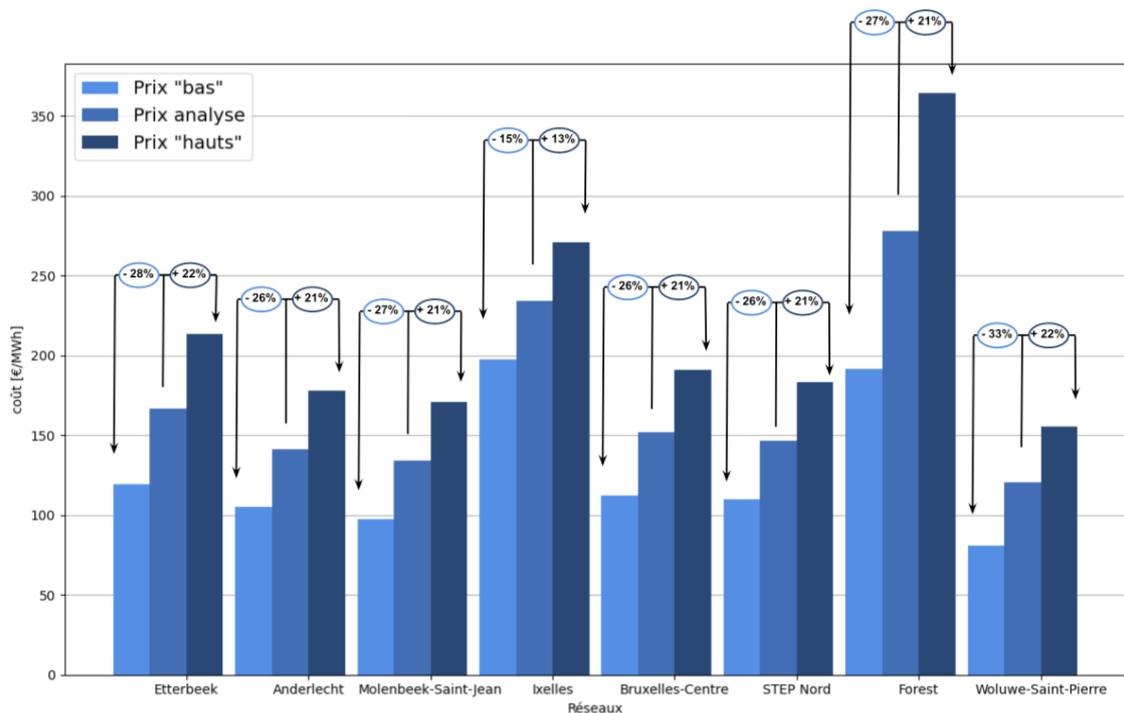
La variation des prix de l’énergie (électricité, biomasse, biogaz), impacte les composantes “OPEX énergie” et “Régénération” qui représentent, dans la plupart des cas, la part la plus importante des coûts des réseaux (voir Tableau 4). Sachant que cette part varie peu entre les cas étudiés, à l’exception du cas d’étude “Ixelles”, et que le taux de variation du prix pour chaque technologie est similaire (voir tableau ci-dessous), les coûts des cas étudiés sont impactés de manière proportionnelle à leur coût initial. Dès lors, “l’ordre” de ces cas (classés par coût croissants) n’est pas impacté par cette sensibilité.

Vecteur énergétique	Prix considérés dans	Sensibilité basse	Sensibilité haute
---------------------	----------------------	-------------------	-------------------

¹⁰ Il est considéré que l’empreinte carbone moyenne d’un Bruxellois est de 20,26 tonnes de CO₂ équivalent en 2019. Source IBSA (population) et Bruxelles Environnement (<https://environnement.brussels/citoyen/outils-et-donnees/etat-des-lieux-de-lenvironnement/emissions-de-gaz-effet-de-serre>)

	l'analyse [€/MWh]	[€/MWh]	[€/MWh]
Electricité	350	200	500
Biomasse	50	27	70
Biogaz	110	70	150

Tableau 8 : Sensibilité sur les prix des vecteurs énergétiques



Graphique 12 : Impact de la variation du prix de l'énergie sur le coût global des cas d'étude

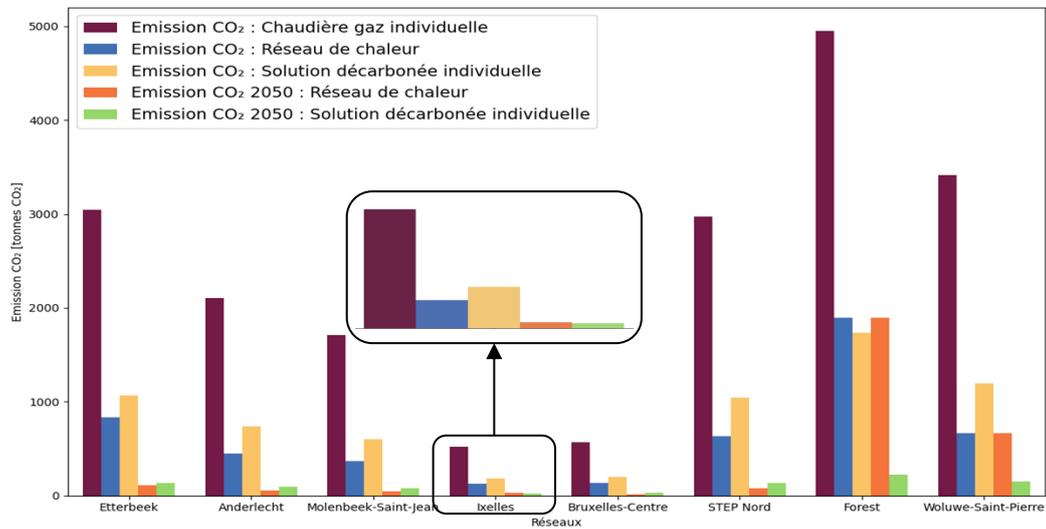
Lorsqu'on compare ces variations aux solutions individuelles, les tendances observées dans le Graphique 12 restent les mêmes. Les solutions collectives sont moins chères à l'exception des cas "Etterbeek" et "Bruxelles-Centre". Pour ces cas de figure, la solution individuelle, plus sensible à la variation des prix de l'énergie, devient légèrement moins chère lorsque les prix sont bas.

2. ÉMISSIONS DE CO₂

Etant donné que les émissions de CO₂ de l'électricité devraient diminuer d'ici 2050, en cohérence avec les objectifs de réduction d'émissions de gaz à effet de serre, une analyse de sensibilité en prenant des facteurs d'émissions pour l'électricité environ 4 fois plus petits qu'en 2021 ont été utilisés.

De manière générale, pour la basse température, les conclusions entre système collectif et individuel décarboné restent les mêmes peu importe le facteur d'émission. Un cas sort toutefois du lot, il s'agit du cas d'étude "Ixelles". En effet, avec les émissions initiales (en bleu et jaune sur le graphique), la solution collective est meilleure d'un point de vue climat que la solution individuelle décarbonée. Cependant, lorsque le facteur d'émissions de l'électricité diminue (barres orange et verte sur le graphique), la tendance s'inverse (la solution individuelle émet moins que la solution collective). Ceci est dû aux émissions supplémentaires liées à la régénération dans les cas de géothermie et plus particulièrement au fait que les émissions de CO₂ pour la régénération solaire thermique ne dépendent pas de celles de l'électricité.¹¹ Enfin, les solutions électrifiées basse température deviennent moins émettrices que les solutions haute température.

¹¹ Pour arriver à équivalence en termes d'émissions, les émissions dues à la régénération solaire thermique devraient être 4x moins grandes que celles de l'électricité. Dans le cas étudié, elles sont 3,4x moins grandes. Une autre solution serait de ne pas utiliser le solaire thermique uniquement pour la régénération. En effet, cela permettrait de puiser moins de chaleur via la géothermie et donc de devoir moins régénérer.



Graphique 13 : Sensibilité sur le facteur d'émission de l'électricité (compensation due à la revente non prise en compte d'électricité pour Forest)

CONCLUSION

L'objectif de cette étude était de confirmer la pertinence des réseaux de chaleur pour la RBC sur base de cas précis mais fictifs dans plusieurs quartiers, pour différents types/profils de clients et avec diverses technologies, aussi bien en basse qu'en haute température. Les principaux résultats sont les suivants :

1. Les RET peuvent être compétitifs par rapport à une solution individuelle décarbonée, la PAC, d'autant plus que l'étude ne tient pas compte des coûts liés à l'adaptation du réseau électrique qui sont plus importants dans le cas d'une solution individuelle que collective via un RET. Cette compétitivité des RET par rapport à la PAC individuelle est renforcée lorsque les investissements d'une durée de vie importante tel que le réseau peuvent être amortis sur une période de 40 ans. Cet amortissement sur 40 ans, bien que non nécessaire pour assurer la viabilité économique d'un réseau, n'est aujourd'hui pas une évidence sans financement ou garanties.
2. En ce qui concerne les émissions globales (directes et indirectes) de gaz à effet de serre, le RET, lorsqu'il est pertinent économiquement :
 - a. permet une réduction d'environ 80% par rapport aux meilleures solutions carbonées actuellement déployées ;
 - b. possède généralement un meilleur bilan carbone que le déploiement des solutions décarbonées individuelles.
3. Pour un réseau de chaleur basse température, utiliser un mix de technologies est plus intéressant et permet d'atteindre une rentabilité même dans les zones à densités linéiques faibles de l'ordre de 2 à 4 MWh/m/an. Il ressort de cette étude de cas que :
 - a. La prise en compte de la demande de froid est une composante importante de la rentabilité dans les réseaux basse température, et ce pour 3 raisons
 - i. la possibilité d'utiliser les mêmes tuyaux pour le chaud et le froid ;
 - ii. la possibilité de faire du froid passif avec certaines technologies ;
 - iii. la régénération du sous-sol à très faibles coûts pour la géothermie.
 - b. la combinaison aquathermie/riothermie est la plus intéressante financièrement ;
 - c. un réseau mono-source alimenté exclusivement par de la géothermie ou utilisant le solaire thermique pour la régénération du sous-sol n'est pas la solution la plus favorable ; En général, il est plus judicieux de combiner la géothermie (qui est fondamentalement un stock) avec une technologie de régénération basse température (aquathermie, rithermie, dry-cooling) ;
 - d. le fait de disposer d'un accès à des superficies significatives est déterminant pour la géothermie fermée. En effet, les grands espaces
 - i. déjà artificialisés (routes, places, bâtiments) sont dans la pratique assez compliqués à mettre en œuvre ;
 - ii. sont au final assez rares dans l'espace public ;
 - iii. ne sont pas toujours facilement accessibles (situées en intérieur d'îlots, appartenant à plusieurs propriétaires...) ;
 - e. étant donné ces contraintes en termes d'espace pour la géothermie fermée, la géothermie ouverte apparaît comme plus adaptée pour les grands réseaux de chaleur.
4. Pour un réseau de chaleur haute température :
 - a. la biomasse constitue une option très intéressante d'un point de vue financier (mais sa disponibilité pose question, voir volet 1 de cette étude décarbonation). A noter que pour assurer la cohérence avec la politique régionale en vigueur, la chaufferie devra être équipée d'un système de filtration efficace afin de limiter au maximum l'impact sanitaire lié à l'émission de particules fines (PM2.5) et de NOx ;
 - b. la cogénération au biogaz, sans possibilité d'autoconsommer une partie importante de l'électricité produite, ne semble pas constituer à ce jour une option intéressante ;
 - c. A noter que, pour les réseaux de plus grande taille, la cogénération biomasse est également envisageable.
5. L'étude a également permis de développer des cartes plus précises, à l'échelle de la rue et des carrefours, reprenant la production et la consommation locale qui pourront être utilisées afin d'identifier des zones qui combinent une forte demande énergétique avec une forte production ;
6. Enfin, l'étude de cas révèle que certaines communes telles que Bruxelles, Etterbeek, Ixelles et Molenbeek disposent, en termes de consommation (densité linéique), d'un potentiel important sur la plupart de leur territoire pour l'implantation d'un RET. Pour les communes d'Anderlecht et de Forest le potentiel reste important mais est plus limité géographiquement. Pour la commune de Woluwe-Saint-Pierre, si le RET n'apparaît pas comme la solution principale à déployer, cette étude montre néanmoins que dans certains

quartiers moins denses, la présence de gros consommateurs permet quand même d'envisager des petits réseaux de chaleur efficaces.