



Étude de faisabilité dans le bassin
de Liège en vue de lancer
un projet pilote en géothermie
minière



RÉSUMÉ

Ce rapport présente une synthèse de l'étude réalisée dans le bassin de Liège en vue de lancer un projet pilote en géothermie minière.

Le site de Glain/Saint-Nicolas, estimé comme étant le plus favorable à l'implantation d'un projet pilote dans le Bassin houiller de Liège a été sélectionné comme cible pour la réalisation de l'étude de faisabilité.

Le concept étudié combinant l'utilisation des anciens charbonnages pour extraire et stocker de la chaleur et du froid à un réseau de chaleur et de froid de 5ème génération est décrit. Ensuite, les données concernant la demande en surface et les données sous-sols collectés dans le périmètre du site étudié sont synthétisées. Le scénario de base pour la production et le stockage d'énergie thermique ainsi que les bâtiments sélectionnés comme connexions prioritaires sont détaillés. Enfin, les conclusions concernant la faisabilité technique et économique du projet sur le site de Glain/Saint Nicolas sont présentées et les risques identifiés sont résumés. Pour conclure, une stratégie d'exploration pour dérisquer le projet pilote est proposée.



TABLE DES MATIÈRES

RÉSUMÉ	2
TABLE DES MATIÈRES.....	3
LISTE DES FIGURES	6
LISTE DES TABLEAUX	11
LISTE DES ACRONYMES.....	14
LISTE DES SYMBOLES.....	15
INTRODUCTION	16
Présentation du Concept Géomine et réseaux 5GDHC	18
Les sous-stations équipées de pompes à chaleur géothermique fournissent de la chaleur et du froid à la température requise	18
Le réseau d'énergie thermique ferme la boucle énergétique	19
Les mines pour le stockage de chaleur et de froid	20
La demande de chaleur à basse température et de refroidissement à haute température est une condition essentielle.....	21
Équilibrage des demandes de chaleur et de froid	21
ÉTAPE 1 : Sélection et définition du site	22
1.1.Introduction	22
1.2.Présélection de projets/sites	22
1.3.Collecte des données	25
1.4.Méthodologie.....	26
1.4.1.Digitalisation des sites étudiés	26
1.4.2.Estimation des surfaces bâties	27
1.4.3.Estimation des demandes en chaud et en froid	27
1.4.4.Présélection de trois sites cibles et définition de sites étendus	31
1.4.5.Estimation de la demande étendue pour identifier d'autres consommateurs potentiels.....	32
1.5.Analyse des données collectées	34
1.5.1.Site de Liège-Glain (CHC MontLégia) et Saint-Nicolas	35
1.5.2.Site Gosson à Seraing	40

1.5.3.Site Colard à Seraing.....	44
1.6.Classement des sites.....	47
ÉTAPE 2 : Étude de faisabilité et application du concept geomine au site sélectionne à liege	50
2.1.Introduction	50
2.2.Concept GEOMINE appliqué au site pilote.....	50
2.3.Synthèse des données de surface	51
2.3.1.Sélection des bâtiments appropriés	51
2.3.2.Caractéristiques des bâtiments.....	52
2.3.3.Définition du scénario de base et des extensions futures potentielles	53
2.4.Collecte et synthèse des données sous-sol	58
2.4.1.Définition de la zone d'étude.....	58
2.4.2.Cadre géomorphologique, géologique et hydrogéologique	59
2.4.3.Contexte minier	65
2.4.4.Description des données minières consultées.....	70
2.5.Représentations numériques en 3D des ouvrages miniers	72
2.5.1.Limite de la zone sélectionnée pour la modélisation 3D	72
2.5.2.Digitalisation des ouvrages miniers	73
2.5.3.Modélisation du réseau de puits et galeries.....	74
2.5.4.Modélisation des travaux d'exploitation	75
2.6.Modélisations du comportement du réservoir minier	76
2.6.1.Identification de scenarii de référence	76
2.6.2.Modélisations du réservoir minier.....	76
2.6.3.Modèle avec écoulement principalement dans les galeries	79
2.6.4.Modèle hydrogéologique ATES	91
2.7.Dimensionnement des composantes du système.....	109
2.7.1.Puits chaud et froid	109
2.7.2.Réseau thermique	110
2.7.3.Sous-stations	111
2.7.4.Installation de pression et transport	113
2.8.Analyse techno-économique.....	113
2.8.1.Coûts d'investissement	113
2.8.2.Coûts opérationnels et revenus	114
2.8.3.Revenus nets versus coûts d'investissement.....	115
2.8.4.Temps de retour sur investissement	116
2.9.Réduction des émissions de CO2 et consommation d'énergie primaire	118
2.10.Tarifcation des services fournis	119
2.10.1.Paiement par unité d'énergie.....	119
2.10.2.Énergie en tant que service.....	119

2.10.3.Énergie en tant que service (modèle complet)	120
2.11. Identification des risques du pilote.....	120
2.12. Phase exploratoire	123
2.12.1. Forages d'exploration : activités recommandées.....	124
2.12.2. Activités d'imagerie	126
2.12.3. Conclusions	126
2.13. Feuille de route du projet pilote pour la réalisation	126
CONCLUSIONS.....	128
RÉFÉRENCES	129
ANNEXE A: Stockage d'énergie thermique (TES).....	130
Aspects temporels	130
Aspects spatiaux	133
ANNEXE B : Cas d'un doublet géothermique sur un seul puits minier.....	134

LISTE DES FIGURES

FIGURE 1 : Représentation circulaire d'un système 5GDHC incluant le stockage saisonnier utilisant les mines. modifié d'après Boesten et AL. (2019).	17
FIGURE 2 : Structure de l'étude.	17
FIGURE 3 : Exemple de sous-station d'un réseau 5GDHC et de la pompe à chaleur	19
FIGURE 4 : Exemple de schéma de réseau d'énergie thermique 5GDHC	20
FIGURE 5 : Les mines de charbon abandonnées fournissent un énorme volume de stockage thermique	21
FIGURE 6 : Illustration des 3 tâches clé de l'étape 1 de la mission.	22
FIGURE 7 : Carte « proxy potentiel géothermique des anciens charbonnages ». Le proxy utilisé est le suivant : $(\text{delta_profondeur}) \times \text{nb_couches}$	23
FIGURE 8 : Carte du « potentiel site ». Réalisée pour un design semblable à celui d'Heerlen incluant : 1 puits « chaud » et 1 puits « froid » situés dans un rayon de 1.5 km autour d'un site. 23	
Figure 9 : Localisation des 5 sites étudiés (Schelings, 2022) par rapport au potentiel géothermique issu de l'étude préliminaire en Région Wallonne (VITO, UMONS, Mijwater NV & ABO, 2019-2020).	26
Figure 10 : Identification des 3 sites cibles (parcelles accueillant les « gros » consommateurs) et délimitation des 3 sites étendus correspondant (périmètre de 1,5 km autour du site cible).	32
Figure 11 : Affectations des bâtiments existants et projetés sur le site de Liège-Glain.....	35
Figure 12 : Tracé actuel de la Transurbaine (Consortium CREAT, 2012).....	36
Figure 13 : Représentation visuelle des consommations annuelles en chaud (CC) et en froid (CF) pour les consommateurs potentiels du site cible de Liège-Glain et Saint-Nicolas.	36
Figure 14 : Représentation visuelle de la part des demandes de chaud (%CC) et de froid (%CF) associée à chaque consommateur potentiel du site étudié.....	37
Figure 15 : Identification de consommateurs potentiels supplémentaires au sein du site étendu sur base de leur affectation et de leur consommation en chaud (CC).	38
Figure 16 : Opération de rénovation urbaine. En rouge : les bâtiments à construire et à rénover. ..	40
Figure 17 : Vue en plan localisant les bâtiments projetés (master plan) et existants (HEPL).	40
Figure 18 : Représentation visuelle des consommations annuelles en chaud (CC) et en froid (CF) pour les consommateurs potentiels du site cible de Gosson (Seraing).....	41
Figure 19 : Représentation visuelle de la part des demandes de chaud (%CC) et de froid (%CF) associée à chaque consommateur potentiel du site étudié.....	42
Figure 20 : Identification de consommateurs potentiels supplémentaires au sein du site étendu sur base de leur affectation et de leur consommation en chaud (CC).	43

Figure 21 : Plan de situation des bâtiments existants sur le site de Colard.	44
Figure 22 : Représentation visuelle des consommations annuelles en chaud (CC) et en froid (CF) pour les consommateurs potentiels du site cible de Colard (Seraing).	45
Figure 23 : Représentation visuelle de la part des demandes de chaud (%CC) et de froid (%CF) associée à chaque consommateur potentiel du site étudié.	46
Figure 24 : Identification de consommateurs potentiels supplémentaires au sein du site étendu sur base de leur affectation et de leur consommation en chaud (CC).	46
Figure 25 : Vue schématique du concept Géomine. Notez que les températures chaudes et froides (côté consommateur) sont indicatives. Le concept nécessite l'utilisation d'une unique pompe à chaleur (réversible) par sous-station, cependant celle-ci est mentionnée deux fois sur le schéma afin de montrer la différence entre le mode chauffage et le mode refroidissement.	50
Figure 26 : Bâtiments sélectionnés pour le scénario de base.	52
Figure 27 : Scénario de base	54
Figure 28 : Puissance thermique par sous-station.	55
Figure 29 : Distribution de chaleur et de froid dans le scénario de base	56
Figure 30 : Carte du Scénario de base + extension Nord.	56
Figure 31 : Capacité des sous-stations scenario de base + extension Nord	57
Figure 32 : Carte du Scénario de base + extension Sud.	57
Figure 33 : Capacités des sous-stations scenario de base + extension Sud	58
Figure 34 : Plan de situation de la zone d'étude (contour bleu) au sein de la concession minière concernée.	59
Figure 35 : Topographie et réseau hydrographique de la région du projet pilote (IGN, 2023 ; SPW, 2019).	59
Figure 36 : Carte géologique de la région du projet pilote (Forir, 1902 ; Forir, 1897).	61
Figure 37 : Carte hydrogéologique de la région du projet pilote (Ruthy, 2006 ; Ruthy & Willems, 2015).	63
Figure 38 : Captages (Base de données DixSous, débit maximal autorisé) et galeries et sorties d'exhaure (ISSeP) dans la région du projet pilote. Les nombres correspondent aux débits de production annuelle des captages.	64
Figure 39 : Évolution du débit à l'exhaure de Gosson au cours du temps (données de l'ISSeP).	65
Figure 40 : Plan d'areines situées au nord de la ville de Liège (de Jaer & Yans, 1948).	66
Figure 41 : Couches de charbon exploitables sur la concession de l'Espérance et Bonne-Fortune avec leurs épaisseurs (source : S.A. des Charbonnages de l'Espérance et Bonne-Fortune, 1905).	67
Figure 42 : Extrait d'une feuille de la série des nouveaux plans, couche n°14, planchette 123/23 (plan original conservé par le SPW-DRIGM).	70

Figure 43 : Extrait d'une feuille de la série des vieux plans, couche Dure-Veine, planchette n°9 (plan original conservé par le SPW-DRIGM).....	71
Figure 44 : Emprise de la zone sélectionnée pour la modélisation 3D et emplacement des puits principaux.....	72
Figure 45 : Situation des puits et galeries digitalisés sur base des plans miniers.....	73
Figure 46 : Illustration d'une sélection de panneaux d'exploitation digitalisés sur base des plans miniers.....	74
Figure 47 : Vue depuis le sud-ouest du réseau de puits et galeries.....	74
Figure 48 : Vue depuis le nord sur la géométrie des couches de charbon reconstruites.....	75
Figure 49 : Vue depuis le sud-ouest sur la géométrie des panneaux exploités.....	76
Figure 50 : Débits et volumes prévus pour la production/stockage souterrain d'eau chaude et froide pendant un an à Liège et consommation cumulée d'eau chaud et froide en prenant en compte l'efficacité des pompes à chaleur pour le chauffage et le refroidissement ainsi que les échanges entre utilisateurs.	78
Figure 51 : Visualisation en 3D de l'ancienne mine sur le site pilote à Liège, utilisé pour la modélisation dans le logiciel EPANET.	80
Figure 52 : Vue latérale de l'ancienne mine sur le site pilote à Liège, utilisé pour la modélisation dans le logiciel EPANET.	81
Figure 53 : Énergie produite sur une période de 6 mois en fonction des paires de puits testées dans le cas où les puits de mines sont ouverts.....	83
Figure 54 : Emplacements optimaux des puits chaud et froid. Vue d'en-haut.....	84
Figure 55 : Emplacements optimaux des puits chaud et froid. Vue latérale.....	84
Figure 56 : Emplacements optimaux des puits chaud (rouge) et froid (bleu) localisés sur la carte de les parcelles à Liège. A chaque puits chaud est associé un puits froid optimal.	85
Figure 57 : Prédiction de la température de production (froide et chaude) pendant 5 cycles de stockage dans une paire de puits recommandée. Trois cas de perméabilité 'k[Darcies]' dans les puits de mine (Shaft) été considérait comme le cas de puits ouvert (en haute à droite).86	86
Figure 58 : Prédiction du changement de pression pendant 5 cycles de stockage dans une paire de puits recommandée. Trois cas de perméabilité 'k[Darcies]' dans les puits (Shaft) été considérait comme le cas de puit ouvert (en haute à droite). Les changements de pression négative correspondent aux étapes de production tandis que les changements positifs aux étapes d'injection.....	87
Figure 59 : Comparaisons entre la chaleur demandée et la chaleur produite pour l'ancienne mine (à gauche). Température d'eau chaude (droite). Hypothèse : Puits de mine ouvert. Les débits des fluides d'injection et de production ne sont pas limités.	88
Figure 60 : Comparaisons entre le froid demandée et le froid produite pour l'ancienne mine (à	

gauche). Température d'eau froide (droite). Hypothèse : Puits de mine. Les débits des fluides d'injection et de production ne sont pas limités.....	88
Figure 61 : Emplacement en surface des puits chaud et froid sélectionnés – 1ère option. le réseau de chauffage-refroidissement « scénario de base » et ses possibles extensions sont également présentés.	89
Figure 62 : Emplacement en surface des puits chaud et froid sélectionnés – 2ème option. le réseau de chauffage-refroidissement « scénario de base » et ses possibles extensions sont également présentés.	90
Figure 63 : Étendue latérale de la zone modélisée.....	92
Figure 64 : Conditions aux frontières pour l'écoulement.....	92
Figure 65 : Débits de pompage (négatifs) et de réinjection (positifs) pour la modélisation ATES. ...	94
Figure 66 : Position des doublets géothermiques potentiels.	94
Figure 67 : Premier modèle incluant le réseau de galeries et puits miniers.....	95
Figure 68 : Second modèle incluant le réseau de galeries et puits miniers, et les zones fracturées sus et sous-jacentes aux panneaux exploités.	96
Figure 69 : Évolution de la température au sein des puits géothermiques pour le scénario de référence (premier modèle, doublet 82-30).	97
Figure 70 : Évolution du Δh au sein des puits géothermiques pour le scénario de référence (premier modèle, doublet 82-30).	98
Figure 71 : Coupes SO-NE au puits froid montrant la température à la fin du 5e cycle de chauffage/refroidissement (premier modèle, doublet 82-30).	99
Figure 72 : Coupes SO-NE au puits chaud montrant la température à la fin du 5e cycle de chauffage/refroidissement (premier modèle, doublet 82-30).	99
Figure 73 : Coupes SO-NE au puits froid montrant la hauteur piézométrique à la fin du 5e cycle de chauffage/refroidissement (premier modèle, doublet 82-30).	100
Figure 74 : Coupes SO-NE au puits chaud montrant la hauteur piézométrique à la fin du 5e cycle de chauffage/refroidissement (premier modèle, doublet 82-30).	100
Figure 75 : Évolution de la température au sein des puits géothermiques en fonction de la conductivité hydraulique des puits miniers (premier modèle, doublet 82-30).	101
Figure 76 : Évolution du Δh au sein des puits géothermiques en fonction de la conductivité hydraulique des puits miniers (premier modèle, doublet 82-30).	101
Figure 77 : Évolution de la température au sein des puits géothermiques en fonction de la conductivité hydraulique du massif Houiller (premier modèle, doublet 82-30).	102
Figure 78 : Évolution du Δh au sein des puits géothermiques en fonction de la conductivité hydraulique du massif Houiller (premier modèle, doublet 82-30).	103
Figure 79 : Évolution de la température au sein des puits géothermiques en fonction de la conductivité hydraulique des puits miniers (premier modèle, doublet 979-30).	104

Figure 80 : Évolution du Δh au sein des puits géothermiques en fonction de la conductivité hydraulique des puits miniers (premier modèle, doublet 979-30).....	104
Figure 81 : Évolution de la température au sein des puits géothermiques en fonction de la conductivité hydraulique du massif Houiller (premier modèle, doublet 979-30).	105
Figure 82 : Évolution du Δh au sein des puits géothermiques en fonction de la conductivité hydraulique du massif Houiller (premier modèle, doublet 979-30).....	105
Figure 83 : Évolution de la température au sein des puits géothermiques en fonction de la conductivité hydraulique des zones fracturées (second modèle, doublet 82-30).....	106
Figure 84 : Évolution du Δh au sein des puits géothermiques en fonction de la conductivité hydraulique des zones fracturées (second modèle, doublet 82-30).....	107
Figure 85 : Évolution de la température au sein des puits géothermiques en fonction de la conductivité hydraulique des zones fracturées (second modèle, doublet 979-30).....	108
Figure 86 : Évolution du Δh au sein des puits géothermiques en fonction de la conductivité hydraulique des zones fracturées (second modèle, doublet 979-30).....	108
Figure 87 : Carte indiquant la localisation des puits chaud et froid.	110
Figure 88 : Résumé de la répartition des coûts d'investissement.....	113
Figure 89 : Structure de répartition des coûts opérationnels.	115
Figure 90 : Structure de répartition des revenus.....	115
Figure 91 : Revenus nets en fonction des coûts d'investissement pour différentes tailles de systèmes.....	116
Figure 92 : Plages de retour sur investissement pour un systèmes Géomine de petite taille (scénario le plus pessimiste).	117
Figure 93 : Plages de retour sur investissement pour un systèmes Géomine de grande taille.	118
Figure 94 : Décalage saisonnier entre la production solaire (en gris clair) et la demande thermique (en gris foncé) sur une base mensuelle pour une maison individuelle écoénergétique.131	
Figure 95 : Le réseau de chauffage urbain de Vojens est équipé d'un système central de stockage thermique sensible (PTES) qui est chargé grâce à un champ de capteurs solaires pendant l'été.....	132
Figure 96 : Différence entre système de stockage centralisé (A) et décentralisé (distribué) (B) dans un réseau de chaleur urbain.....	133
Figure 97 : Localisation des puits du doublet géothermique sur un unique puits minier.	134
Figure 98 : Évolution de la température au sein des puits géothermiques situés sur un unique puits minier.....	135
Figure 99 : Coupe SO-NE au puits minier montrant la température après 5 années de chauffage pour le doublet situé sur le même puits minier (puits géothermiques indiqués en vert). ..	135

LISTE DES TABLEAUX

Tableau 1 : Sites présentés par la ville de Liège et remarques associées.....	24
Tableau 2 : Sites/projets présentés par l'AREBS et remarques associées	25
Tableau 3: Consommations spécifiques par branche d'activité. Source : Bilan énergétique de la Wallonie 2019, Bilan du secteur domestique et équivalent, Version 2 (SPW, 2022)	28
Tableau 4 : Demande de chaleur et de froid en Région Bruxelles Capitale en 2017 et estimation de la part d'électricité utilisée pour le refroidissement (*valeur calculée). Source : Potentiel d'efficacité en matière de chaleur et de froid en Région de Bruxelles-Capitale (ICEDD, 2021).	28
Tableau 5 : Valeurs de consommations spécifiques retenues pour calculer les demandes en chaud et en froid (*valeurs calculées). Sources : (SPW, 2022 ; ICEDD, 2021).	29
Tableau 6 : Superficies habitables moyennes et estimation des surfaces chauffées (*valeurs calculées). Source : Guide de la rénovation énergétique et durable des logements en Wallonie (SPW, 2014).....	30
Tableau 7: Consommations résidentielles (*valeurs calculées). Sources : Guide de la rénovation énergétique et durable des logements en Wallonie (SPW, 2014) ; Guide pratique pour construire votre logement Q-ZEN (SPW, 2017).	30
Tableau 8 : Consommations spécifiques du secteur résidentiel sur base des performances énergétiques des bâtiments (*valeurs calculées). Sources : Brochure Explicative. Le certificat PEB pour les bâtiments résidentiels existants et neufs (SPW 2015); Étude sur la performance énergétique en Wallonie (SPW, 2010 ; Monfils et Hauglustaine, 2019).	33
Tableau 9 : Part [%] de labels PEB associés à chaque période de construction en Province de Liège (CEHD, 2021).....	33
Tableau 10 : Consommations spécifiques [kWh/m ² .an] calculées sur base du PEB moyen par année de construction [kWh/m ² .an] en Province de Liège (*valeurs calculées).	34
Tableau 11 : Estimation des consommations annuelles en chaud (CC) et en froid (CF) totales pour le site cible de Liège-Glain et Saint-Nicolas.	37
Tableau 12 : Synthèse des résultats de consommations en chaud (CC) et en froid (CF) obtenus pour les sites cible et étendu à Glain.	39
Tableau 13 : Identification des consommateurs potentiels supplémentaires principaux en fonction de leur part de consommations en chaud (%oCC) et en froid (%oCF).	39
Tableau 14 : Estimation des consommations annuelles en chaud (CC) et en froid (CF) totales pour le site cible de Gosson.....	41
Tableau 15 : Synthèse des résultats de consommations en chaud (CC) et en froid (CF) obtenus pour	

les sites cible et étendu de Gosson.....	43
Tableau 16 : Identification des consommateurs potentiels supplémentaires principaux en fonction de leur part de consommations en chaud (%oCC) et en froid (%oCF).	44
Tableau 17 : Estimation des consommations annuelles en chaud (CC) et en froid (CF) totales pour le site cible de Colard.....	45
Tableau 18 : Synthèse des résultats de consommations en chaud (CC) et en froid (CF) obtenus pour les sites cible et étendu de Colard.....	47
Tableau 19 : Identification des consommateurs potentiels supplémentaires principaux en fonction de leur part de consommations en chaud (%oCC) et en froid (%oCF).	47
Tableau 20 : Connexions potentielles et température de chauffage associée estimée ou rapportée	51
Tableau 21 : Capacité de conception sous-station dans le scénario de base.....	55
Tableau 22 : Caractéristiques des puits présents dans la zone d'étude (extrait de la BD-Mines, SPW-DRIGM, com. pers.).	67
Tableau 23 : Caractéristiques des puits abandonnées sans ADP dans la zone d'étude et d'après les éléments collationnés dans les archives du SPW-DRIGM (dossier concession 188)	68
Tableau 24 : Caractéristiques des puits abandonnées avec ADP dans la zone d'étude et d'après les éléments collationnés dans les archives du SPW-DRIGM (dossier concession 188)	69
Tableau 25 : Caractéristiques de la section du puits Bure aux Femmes d'après les éléments collationnés dans les archives du SPW-DRIGM (dossier concession 188)	69
Tableau 26 : Caractéristiques de la section du puits Beaujonc d'après les éléments collationnés dans les archives du SPW-DRIGM (dossier concession 188)	69
Tableau 27 : Coordonnées des sommets du rectangle considéré pour limiter la zone sélectionnée pour la modélisation des ouvrages miniers.	72
Tableau 28 : Hypothèses concernant le diamètre et le statut des principaux objets modélisés	81
Tableau 29 : Données utilisées pour définir les conditions initiales	82
Tableau 30 : Propriétés supposées pour la roche et l'eau circulant dans la mine.....	82
Tableau 31 : Liste non exhaustive des paires de puits optimales (chaud et froid)	83
Tableau 32 : Perméabilité des sols. Pour la modélisation de l'écoulement dans le puits considéré remblayage, le type de formations attendu est perméables (WANKO, 2016)	85
Tableau 33 : Coordonnées des paires de puits (chaud et froid) sélectionnées.	89
Tableau 34 : Paramètres thermo-hydrogéologiques pour le modèle ATES dans le scénario de référence.....	93
Tableau 35 : Coûts d'investissement pour les puits.....	110
Tableau 36 : Coûts d'investissement pour le réseau thermique.	111
Tableau 37 : Capacité totale installée pour les sous-stations pour les différents cas de figures analysés.....	112

Tableau 38 : Production de chaud et de froid (MWh(th)/an) pour les différents cas de figures analysés.	112
Tableau 39 : Coûts d'investissement pour les sous-stations pour les différents cas de figures analysés	112
Tableau 40 : Prix unitaires de l'énergie	114
Tableau 41 : Tableau résumant les émissions de CO ₂ actuelles dans le cas de systèmes Geomine de petites et grandes tailles ainsi que les réductions estimées	118
Tableau 42 : Forages d'exploration, activités recommandées.....	125
Tableau 43 : Calendrier de mise en œuvre estimé pour un projet pilote.	126

LISTE DES ACRONYMES

5GDHC	Réseau de chaleur et de froid de 5ème génération
DHC	Réseau de chaleur et de froid
COP	Coefficient de performance systémique
PAC	Pompe à chaleur (géothermique)
MTES	Mine Thermal Energy Storage
ATES	Aquifer thermal Energy Storage
TES	Stockage d'énergie thermique
BTES	Borehole Thermal Energy Storage
PTES	Pit Thermal Energy Storage
TTES	Stockage d'énergie thermique dans des réservoirs d'eau chaude
PCM	Matériaux à changement de phase (Phase Change Material)
CC	Consommation en chaud
CF	Consommation en froid
EnR	Energie renouvelable
PEB	Performance énergétique des bâtiments
PICC	Projet Informatique de Cartographie Continue
EPA	(United States) Environmental Protection Agency
FEFLOW	Finite Element subsurface FLOW simulation system
CAPEX	Capital Expenditure ou dépense en capital définissant les dépenses d'investissement
OPEX	Operational Expenditure qui définit les dépenses opérationnelles
BELPEX	Le Belpex est un marché de l'électricité en Belgique
CHP	Centrales de cogénération
TRL	Niveau de maturité technologique (Technology Readiness Level)
HEPL	Haute École de Province de Liège
ADP	Arrêté d'abandon octroyé par la Députation Permanente
RW	Région Wallonne
CHC	Centre Hospitalier Chrétien
AREBS	Association pour le Redéploiement Economique du Bassin Sérésien
AIDE	Association Intercommunale pour le Démergement et l'Épuration des communes de la province de Liège
ICEDD	Institut de Conseil et d'études en développement durable
RESA	Principal Gestionnaire de Réseaux de Distribution (GRD) d'électricité et de gaz en Province de Liège
CEHD	Centre d'Etudes en Habitat Durable de Wallonie
CREAT	Centre de recherches et d'études pour l'action territoriale
IGN	Institut géographique national
CILE	Compagnie Intercommunale Liégeoise des Eaux
ISSeP	Institut Scientifique de Service Public
SPW-DRIGM	Service Public de Wallonie - Direction des Risques industriels, géologiques et miniers
SPW ARNE	Service Public de Wallonie - Direction Générale Opérationnelle Agriculture, Ressources naturelles et Environnement
UMONS	Université de Mons
ULiège	Université de Liège
VITO	Vlaamse Instelling voor Technologisch Onderzoek
KBR	Bibliothèque scientifique nationale de Belgique
CLADIC	Centre Liégeois d'Archives et de Documentation de l'Industrie Charbonnière

LISTE DES SYMBOLES

Q_c	Production de froid [MWh(th)/jour]
E_c	Consommation électrique des sous-stations pour la production en mode refroidissement [MWh(el)/jour]
E_h	Consommation électrique des sous-stations pour la production en mode chauffage [MWh(el)/jour]
Q_{mines}	Demande thermique nette à partir des mines [MWh(th)/jour]
Q_h	Production de chaleur [MWh(th)/jour]
T	Température [°C]
P	Pression [Pa]
h_{phr}	Hauteur de la nappe phréatique moyenne [m]
T_s	Température en surface [°C]
P_s	Pression en surface
$Prof$	Profondeur vertical sous le niveau de la mer [m]
s	Élévation moyenne des terrains [m]
dP	Changement de pression
Δh	Variation de hauteur piézométrique dans les puits du système géothermique [m]
K massif	Conductivité hydraulique du massif houiller [m/s]
K puits	Conductivité hydraulique des puits de mines [m/s]
K galeries	Conductivité hydraulique des galeries [m/s]
K fracturée	Conductivité hydraulique des zones fracturées [m/s]

INTRODUCTION

La politique énergétique de la Région wallonne vise à promouvoir et développer des énergies renouvelables et durables (énergie solaire, éolienne, hydroélectricité, géothermie, biomasse...). En effet, la Wallonie, tout comme l'ensemble des pays et régions du monde, doit orienter sa politique énergétique vers une diminution drastique de l'utilisation des énergies fossiles et du rejet associé de gaz à effet de serre. Ce changement s'inscrit dans le cadre des accords de Paris (COP21) et son implémentation avec les accords de la COP23. En particulier, les régions doivent décarboner les secteurs du chauffage et de la climatisation d'ici 2050. Ce qui implique que les combustibles fossiles seront remplacés par des sources renouvelables à grande échelle.

A ce jour, il n'existe pas une énergie alternative, mais plutôt un mix d'énergies renouvelables. En Wallonie, les secteurs de la biomasse, du solaire et de l'éolien représentent la majorité des énergies renouvelables utilisées. La géothermie et en particulier la géothermie profonde ne représente qu'une très faible partie du mix énergétique, alors que la ressource est disponible, entre autres, dans le sillon Haine-Sambre-Meuse et dans les bassins miniers (Mons, Charleroi et Liège). Il existe différentes raisons pour expliquer ce retard de développement, mais parmi celles-ci le manque d'évaluation du potentiel de la géothermie profonde et en particulier de la géothermie minière représente certainement un frein.

Dans ce contexte, l'une des solutions envisageables pour sécuriser l'approvisionnement en énergie et réduire l'impact environnemental et climatique du chauffage et du refroidissement est le développement de systèmes énergétiques utilisant la géothermie.

En 2019, l'Administration de l'Energie a lancé une étude relative à la détermination du potentiel géothermique des anciennes mines désaffectées en Wallonie (cfr. www.energie.wallonie.be). Les résultats ont montré que le bassin de Liège disposait d'un bon potentiel géothermique minier estimé à environ 444 GWh/an. La zone la plus favorable est globalement située autour de l'axe Jemeppe/Seraing – Glain, avec un maximum entre Saint-Nicolas, Berleur et Tilleur. Les anciens charbonnages de Gosson – Lagasse sont situés dans cette zone. A contrario, les charbonnages de Blégny (site UNESCO), Grande Bacnure, Abhooz, du Hasard (Cheratte), Herve, Wérister sont situés dans des zones où le potentiel « site » est qualifié de plus limité.

La sollicitation du Houiller, rendu exploitable, en partie par fracturation due à l'exploitation minière, pour du pompage à des fins géothermiques basses énergies présente des potentialités de récupération énergétiques (chaleur et froid) non négligeables sans aucun impact au niveau des aquifères d'eau potable. La localisation de nombreux centres urbanisés à l'aplomb des anciens bassins houillers permettra de fournir un certain nombre d'utilisateurs potentiels.

La mission vise à réaliser une étude de faisabilité dans le bassin de Liège en vue de lancer un projet pilote en géothermie minière. Les résultats de l'étude permettront de déterminer si un projet pilote basé sur la géothermie utilisant l'eau des mines peut y être envisagé. L'évaluation sera réalisée sur base de la définition des réseaux d'énergie thermique et de climatisation de 5^{ème} génération (5GDHC) auxquels s'intègrent parfaitement la géothermie de basse énergie et le stockage d'énergie dans les anciens charbonnages (Figure 1).

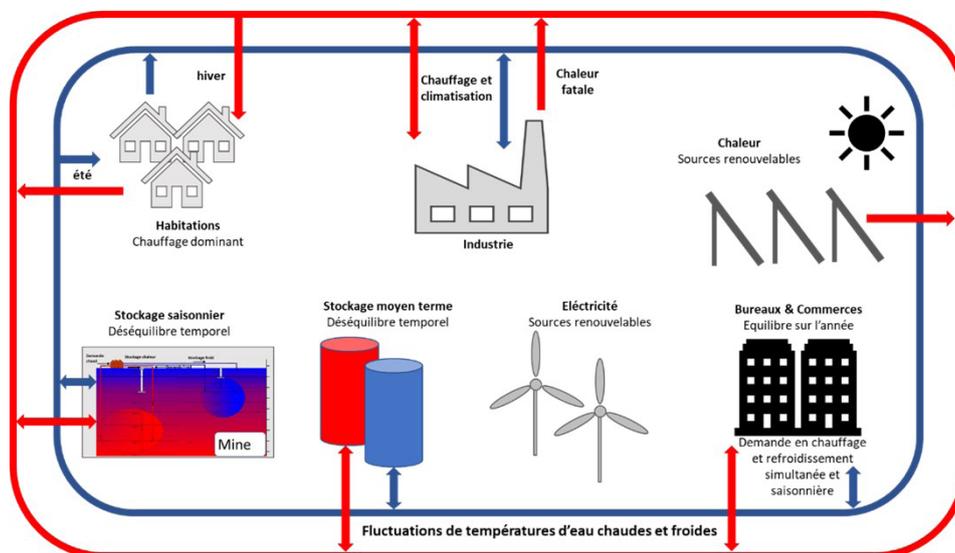


FIGURE 1 : REPRÉSENTATION CIRCULAIRE D'UN SYSTEME 5GDHC INCLUANT LE STOCKAGE SAISONNIER UTILISANT LES MINES. MODIFIÉ D'APRÈS BOESTEN ET AL. (2019).

L'étude, dont la structure détaillée est présentée en Figure 2 est divisée en 2 étapes principales :

- Sélection et définition du site ;
- Détermination et caractérisation des composantes en sous-sol et en surface du projet pilote.

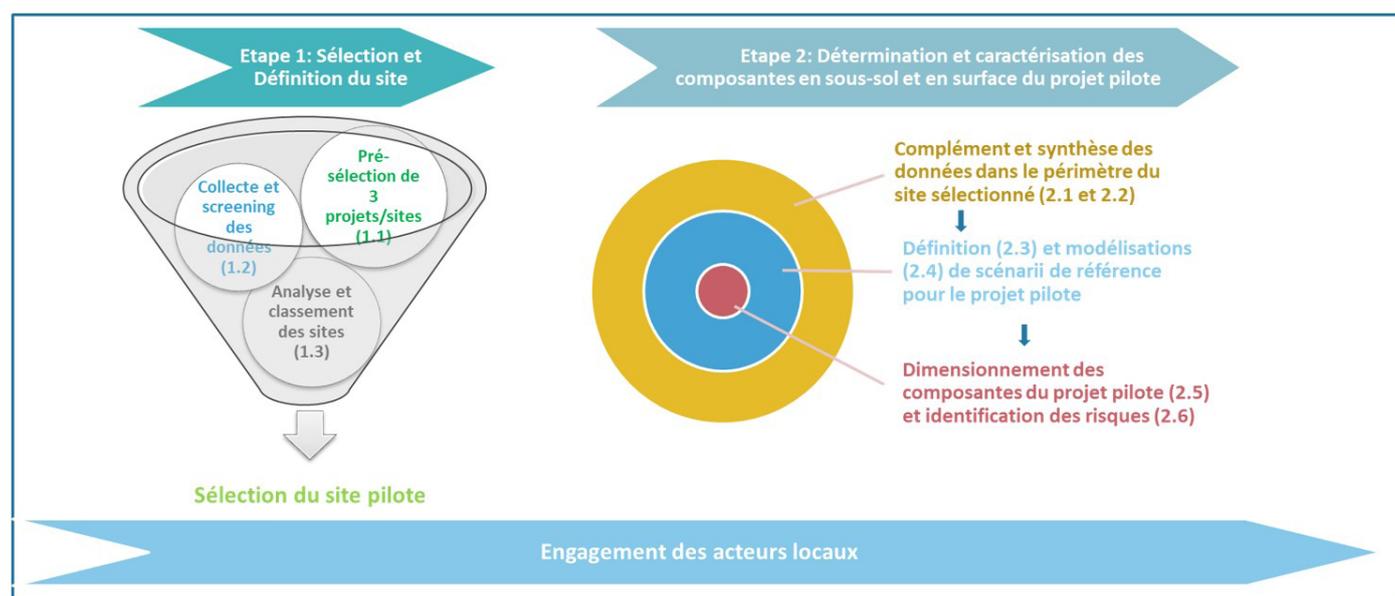


FIGURE 2 : STRUCTURE DE L'ÉTUDE.

Ce rapport synthétise les résultats des différentes tâches :

Étape 1 :

- Collecte et analyse des données existantes
- Présélection de 3 projets/sites
- Analyse et classement des sites

Étape 2 :

- Complément et synthèse des données dans le périmètre du site sélectionné
- Définition de scénarios de référence pour le projet pilote
- Modélisation des scénarios
- Dimensionnement des composantes du projet pilote
- Identification des risques

Présentation du Concept Géomine et réseaux 5GDHC

Un réseau d'énergie thermique et de froid urbain de 5^{ème} génération (5GDHC) est basé sur l'échange d'énergie thermique entre des bâtiments présentant des besoins complémentaires. Le réseau principal achemine un flux basse température vers des sous-stations actives et distribuées qui élèvent/réduisent la température au niveau requis pour le chauffage et le refroidissement. Le stockage thermique décentralisé amortit les fluctuations de l'offre et de la demande de chaleur et de froid. Cette architecture maximise la part des sources d'énergie renouvelables et résiduelles de faible qualité.

Le concept de Géomine connecte des réseaux de type 5GDHC à des mines de charbon abandonnées qui servent de source géothermique et de stockage thermique. Les sections suivantes décrivent l'interaction entre les anciennes mines de charbon et le réseau d'énergie thermique via les sous-stations. Pour un projet donné, la connaissance des caractéristiques de ces trois paramètres principaux est suffisante pour définir les caractéristiques techniques de base du réseau 5GDHC associé. Cependant, des conditions techniques préalables supplémentaires sont essentielles pour faire fonctionner ces réseaux de façon efficace ; les systèmes de distribution de chaleur et de froid doivent être (rendus) compatibles avec le chauffage à basse température et le refroidissement à haute température.

Les sous-stations équipées de pompes à chaleur géothermique fournissent de la chaleur et du froid à la température requise

Dans les réseaux d'énergie thermique traditionnels, la chaleur du réseau est livrée au client via une sous-station qui contient un ou plusieurs échangeurs de chaleur. Dans un réseau de 5^{ème} génération, ces sous-stations disposent également de pompes à chaleur. Les pompes à chaleur sont là pour générer la température requise, à l'endroit précis de la demande. L'eau chaude sanitaire peut être fournie par une chaudière supplémentaire avec une pompe à chaleur d'appoint, qui fait partie intégrante du système.

La conséquence importante est que le réseau transporte de l'énergie thermique, mais qu'il n'a pas besoin de fournir la température requise. Chaque bâtiment reçoit exactement ce dont il a besoin, rien de plus. Comme ces pompes à chaleur sont bidirectionnelles, les sous-stations peuvent fournir à la fois de la puissance de chauffage et de refroidissement. Le réseau et les pompes à chaleur peuvent fournir ce service à un coefficient de performance systémique (COP) très élevé, ce qui réduit la consommation d'électricité à un niveau où elle peut finalement être fournie à partir de sources durables.

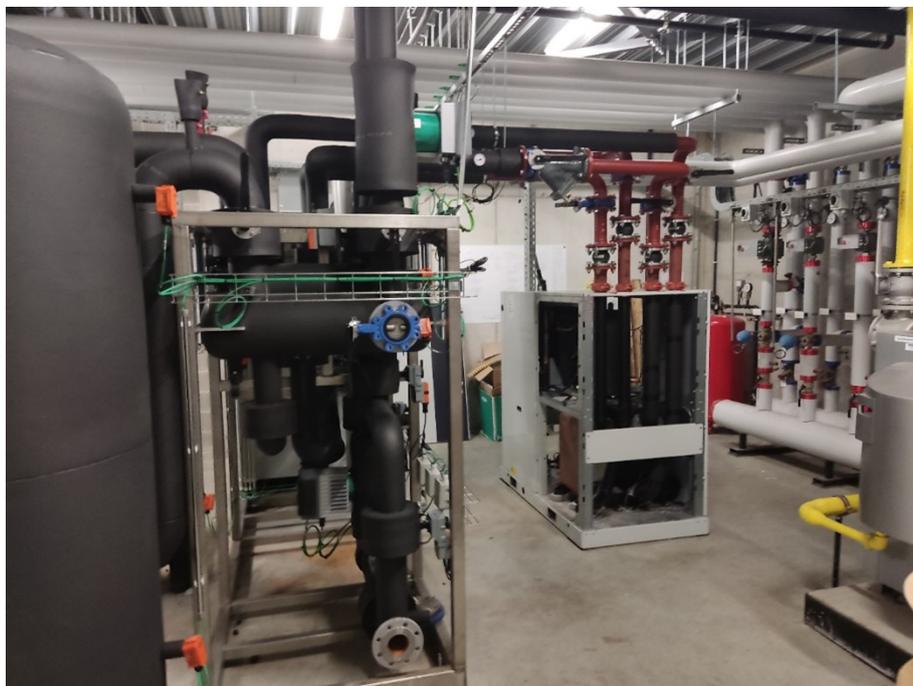


FIGURE 3 : EXEMPLE DE SOUS-STATION D'UN RÉSEAU 5GDHC ET DE LA POMPE À CHALEUR

Le réseau d'énergie thermique ferme la boucle énergétique

Le réseau d'énergie thermique à deux tuyaux n'est pas configuré comme pour un réseau de chauffage traditionnel, ayant une « ligne d'alimentation » pour fournir de la chaleur et une « ligne de retour » vers la source de chaleur où elle est à nouveau chauffée. Dans une grille de 5^{ème} génération, il y a un «tuyau chaud» et un «tuyau froid», également appelés boucles. La température exacte à l'intérieur de ces tuyaux n'est pas fixe, mais peut monter et descendre dans une certaine plage.

Les sous-stations qui ont besoin de chaleur prélèvent l'eau du « tuyau chaud », extraient la chaleur et renvoient l'eau refroidie au « tuyau froid ». Le refroidissement est assuré par le processus inverse. Ainsi, les pompes des sous-stations le long du réseau déplacent l'eau du tuyau chaud vers le tuyau froid, ou vice-versa. Cela signifie que la valeur et la direction du débit d'eau dans les deux conduites ne sont pas fixes, mais qu'ils traduisent simplement la somme de tous les débits demandés par toutes les sous-stations.

Le réseau transporte de l'énergie et les besoins de chauffage et de refroidissement se contrebalancent automatiquement au sein du réseau local. Au niveau des bâtiments individuels, il est possible de réduire les besoins énergétiques par diverses mesures. A l'échelle d'un quartier, le réseau ajoute une nouvelle opportunité de réduction de la consommation d'énergie : en permettant les échanges d'énergie entre les clients qui ont besoin de se chauffer et ceux qui ont besoin de se rafraîchir. Un réseau piloté par la demande facilite un tel échange de chaleur à basse température et de refroidissement à haute température. La valeur ajoutée du réseau est que le flux d'énergie thermique vers les pompes à chaleur garantit un COP saisonnier systémique suffisamment élevé pour que l'investissement soit opportun.

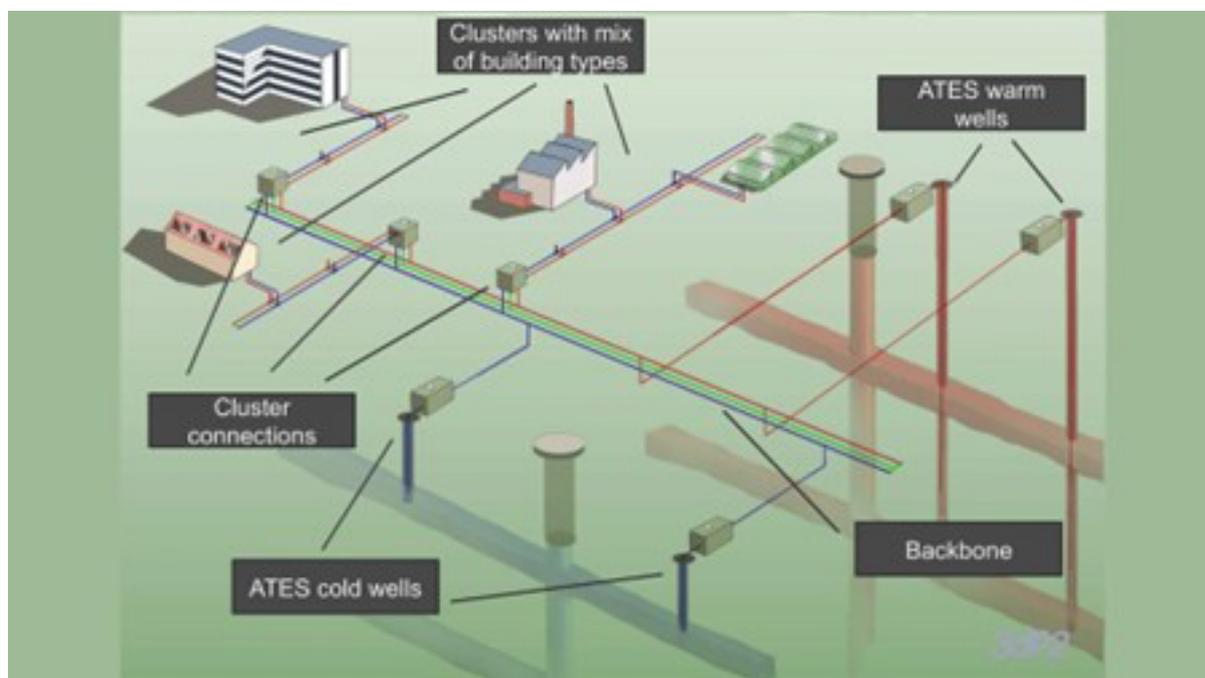


FIGURE 4 : EXEMPLE DE SCHÉMA DE RÉSEAU D'ÉNERGIE THERMIQUE 5GDHC

Les mines pour le stockage de chaleur et de froid

Un tel réseau d'énergie thermique pourrait fonctionner sans stockage si les demandes de chaleur et de froid étaient toujours équivalentes. Cela arrive parfois mais jamais de façon permanente. Afin de parer au déséquilibre entre les demandes de chaud et de froid dans le temps, des réservoirs de stockage thermique sont mis en place. Ils doivent être suffisamment grands pour stocker le surplus de chaleur et de froid et le conserver pour une période ultérieure lorsque celui-ci pourra être utilisé. La connexion d'un stockage thermique au réseau permet d'équilibrer les flux de demande. Un échangeur de chaleur est utilisé pour convertir tout excédent du côté « froid » en « chaud », et vice-versa. Ainsi, le stockage permet de prélever le surplus d'énergie présent à un instant donné pour l'échanger dans le futur, quand cela sera nécessaire.

Le stockage peut être important et centralisé, mais pas uniquement. Il peut s'agir d'un stockage plus petit et réparti au niveau d'emplacements à proximité des points de demande. Différentes installations de stockage peuvent ainsi desservir le réseau d'énergie thermique sur différentes échelles de temps. Les chaudières à eau chaude sanitaire sont un exemple de stockage à très court terme qui permet de garantir une capacité suffisante dans les moments de forte demande, comme lorsque de nombreuses personnes veulent prendre une douche. Le réseau lui-même et les bâtiments ont également une capacité importante à stocker la chaleur et à stabiliser la température. Le stockage d'énergie thermique dans un aquifère (ATES) peut stocker de la chaleur et du froid sur des échelles de temps moyennes, mais aussi de manière saisonnière. Dans les projets Géomine, les mines de charbon désaffectées fournissent un énorme volume de stockage thermique car elles sont remplies d'eau. Si le système est conçu en prenant en compte la capacité de régénération naturelle du réservoir minier (thermique et parfois hydrogéologique), sa pérennité sur le long terme est assurée. La recharge naturelle grâce à l'énergie géothermique est donc un avantage supplémentaire à l'utilisation de ce type de réservoir.



FIGURE 5 : LES MINES DE CHARBON ABANDONNÉES FOURNISSENT UN ÉNORME VOLUME DE STOCKAGE THERMIQUE

La demande de chaleur à basse température et de refroidissement à haute température est une condition essentielle

Comme un réseau 5GDHC doit fonctionner à «ultra-basse température», il est nécessaire que les bâtiments adaptent leur système de distribution à du chauffage basse température et du refroidissement haute température. Cette condition se traduit par une plus petite différence de température à produire par les pompes à chaleur, ce qui les rend plus efficaces en fonctionnement.

Équilibrage des demandes de chaleur et de froid

Les réseaux de chauffage traditionnels n'offrent que de la chaleur à leurs bâtiments connectés ; aucun refroidissement n'est impliqué. En revanche, un système 5GDHC nécessite à la fois l'intégration de chaleur et de refroidissement. La satisfaction des demandes de refroidissement fournit de la chaleur au système DHC et la satisfaction de la demande de chauffage fournit du froid au système DHC. Cela signifie que le portefeuille de bâtiments connectés doit idéalement 1/ inclure des besoins de chaleur et de refroidissement et 2/ en quantités comparables.

ETAPE 1 : Sélection et définition du site

1.1. Introduction

La première étape de la mission, décrite en Figure 6, avait pour objectif de sélectionner et définir le site/périmètre jugé le plus favorable pour accueillir un projet pilote. Elle s'est appuyée sur les propositions de sites émises par les acteurs locaux et sur une collecte d'informations préliminaires. Les données collectées concernent principalement les occupations de sol, les consommations des différents bâtiments présents sur ou à proximité des sites, la densité et la mixité fonctionnelle, etc. La sélection du site a aussi été motivée par les conditions de mise en œuvre du projet, les aspects techniques et pratiques, les usages actuels en surface et les contraintes associées ainsi que par le type d'utilisations visées.

A l'issue de l'étape 1, une analyse comparative des différents sites a été réalisée afin de les classer par ordre de potentialité en se basant sur une liste de critères objectifs définis et en prenant en compte l'avis des acteurs locaux. Le classement a été discuté avec les membres du comité de pilotage avant validation. Le périmètre du site à analyser lors de l'étude faisabilité a ainsi pu être défini

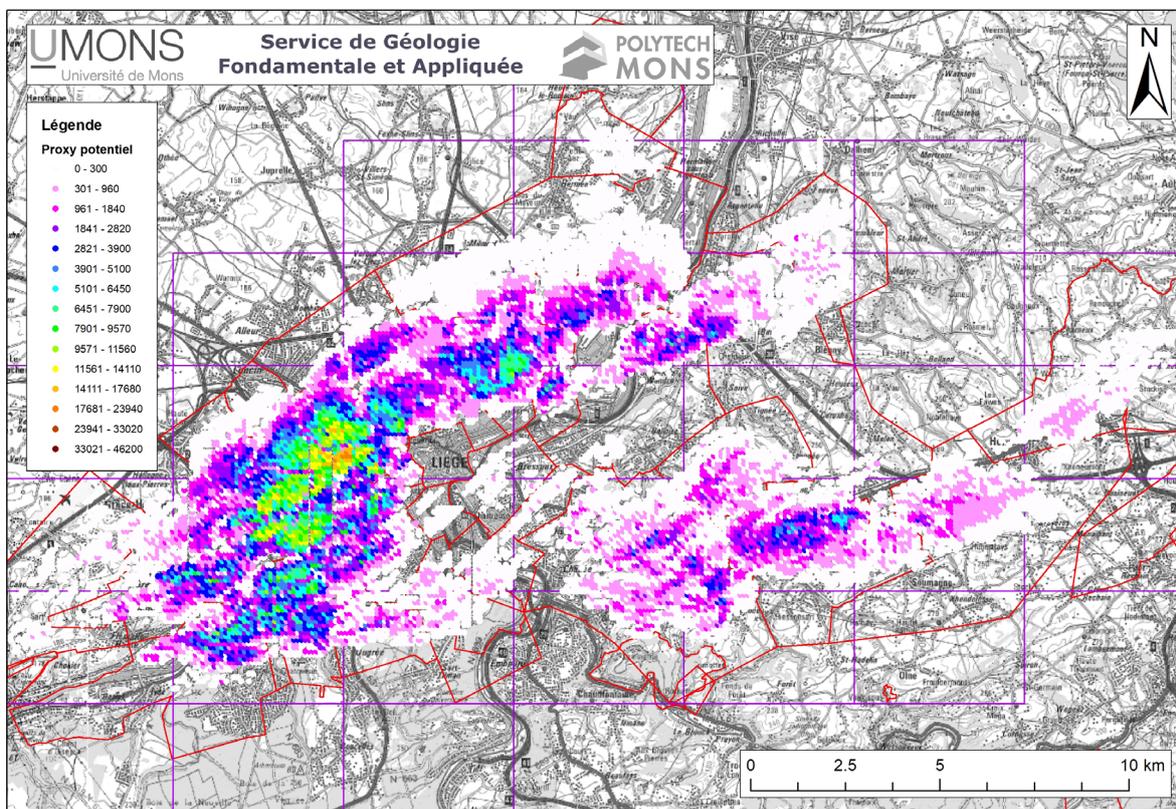


FIGURE 6 : ILLUSTRATION DES 3 TÂCHES CLÉ DE L'ÉTAPE 1 DE LA MISSION.

1.2. Présélection de projets/sites

Dans un premier temps, un atelier a été organisé pour les acteurs locaux afin de les engager dans le processus de sélection du site. Afin de préparer cet événement, ils ont été contactés individuellement et un guide préparatoire leur a été envoyé détaillant, entre autres, les critères pertinents à l'identification de sites potentiellement intéressants pour l'implantation d'un projet pilote.

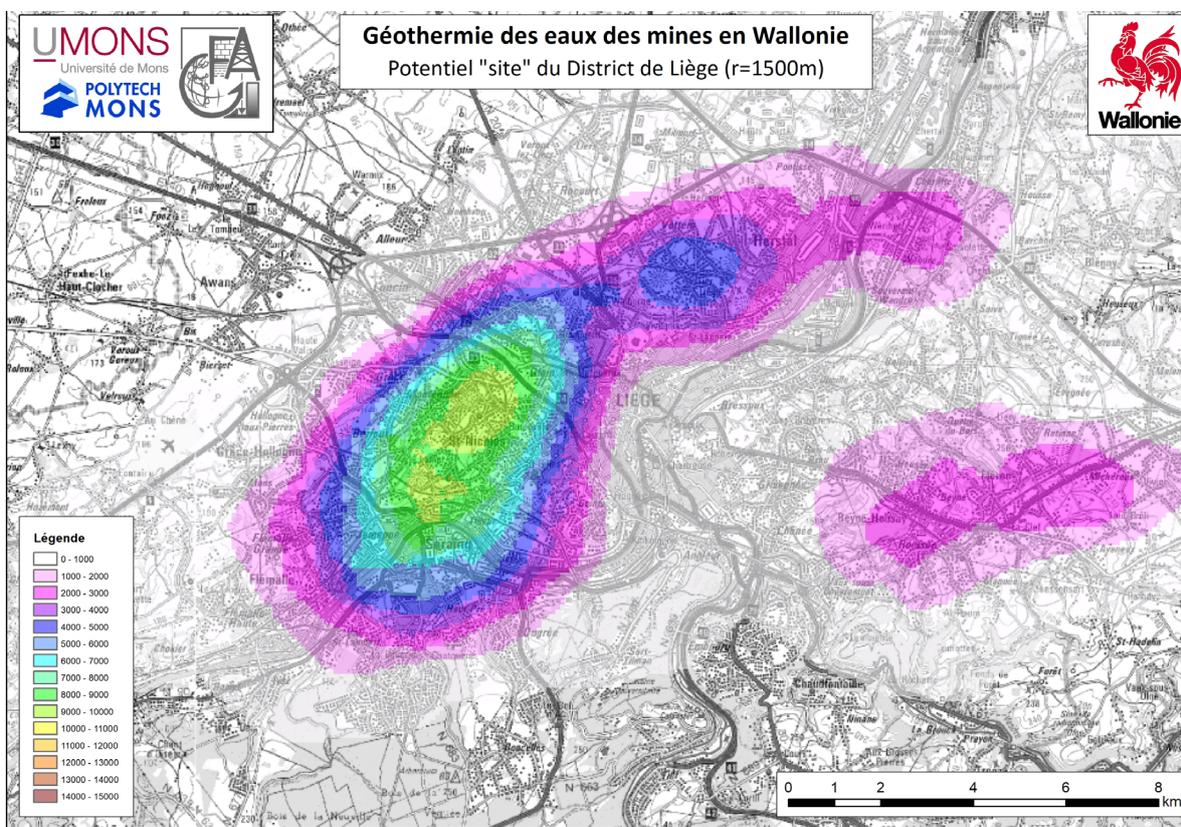
Les participants à l'atelier incluait des représentants de la SPI, de la ville de Liège, de la commune de Saint Nicolas et de l'AREBS, les partenaires du projet et des représentants du SPW. L'atelier a été l'occasion de rappeler les principes des réseaux d'énergie thermique de 5^e génération et de présenter en détails les cartes du potentiel de la géothermie minière dans le bassin de Liège générées dans le cadre de l'étude de potentiel à l'échelle régionale en 2019 (Figure 7 et Figure 8).



Source des données : Copyright - SPWDGARNE/Service géologique de Wallonie - 000012

Document de travail - N. Dupont, 13/09/201

FIGURE 7 : CARTE « PROXY POTENTIEL GÉOTHERMIQUE DES ANCIENS CHARBONNAGES ». LE PROXY UTILISÉ EST LE SUIVANT : (DELTA_PROFONDEUR) X NB_COUCHES.



Auteurs : N. Dupont, O. Kaufmann

FIGURE 8 : CARTE DU « POTENTIEL SITE ». RÉALISÉE POUR UN DESIGN SEMBLABLE À CELUI D'HEERLEN INCLUANT : 1 PUIS « CHAUD » ET 1 PUIS « FROID » SITUÉS DANS UN RAYON DE 1.5 KM AUTOUR D'UN SITE.

En s'appuyant sur le guide fourni en amont de l'atelier, la Ville de Liège et l'Association pour le Redéploiement Economique du Bassin Sérésien (AREBS) ont présenté des sites jugés à priori intéressants dans le cadre du développement d'un projet pilote dans le bassin de Liège.

Les sites présentés par la ville de Liège (Tableau 1) sont les suivants :

1. Site de Fontainebleau
2. Site de Glain - Saint Nicolas
3. Site de Rocourt

Site	Caractéristiques/Remarques
Fontainebleau	<p>Site quasi en centre-ville comprenant divers développements à venir.</p> <p>Certificat d'urbanisme n°2 (CU2) déposé pour l'hôpital Saint Joseph : promoteurs intéressés pour construire des logements (400) regarde les possibilités d'utiliser la géothermie peu profonde.</p> <p>Bas Rieux : en cours d'assainissement (avec la SPAQUE), ici 350 logements possibles.</p> <p>Ilot Légia : 160 logements vont être développés</p> <p>Bretelle routière : futur projet FEDER (restructuration à venir) avec connexion possible au réseau du quartier Sainte Marguerite et donc beaucoup de clients potentiels. Une connexion vers la citadelle est envisageable mais peut-être compliqué malgré la distance assez faible en raison du large dénivelé.</p>
Glain (-Saint Nicolas*)	<p>Plusieurs permis en cours, modification planologique pour l'Espérance (ZACC avec PCA), ce qui implique des délais plus importants.</p> <p>Bâti existant dont l'hôpital du Mont Légia.</p> <p>Un intérêt de divers promoteurs pour le développement de projets de logements.</p> <p>Espérance et Bonne fortune : Grand développement de logements envisagé, 1^{er} développement prévu dans 5 ans (avec risque de délais, donc plutôt entre 5 et 10 ans possible...)</p> <p>La ville pourrait prendre contact avec les opérateurs pour niveau de performance énergétique. CHC (chaud et froid), Noshag, Logements sociaux, HEPL. Il serait intéressant de connaître le type de système de chauffage ainsi que les besoins en chaud et en froid.</p> <p>Traversée de la trans-urbaine (travaux à venir). Sites 1 et 2 sont proches : possibilité d'extension/intégration des deux sites ?</p>
Rocourt	<p>Ce site est moins intéressant car le potentiel sous-sol identifié est plus faible. On se trouve un peu plus en bordure des zones les plus favorables.</p> <p>Moins intéressant d'un point de vue minier, avec des profondeurs d'exploitation de 600m seulement.</p>

* Par la suite une extension vers l'ouest du site du Mont Légia, sous la commune de Saint-Nicolas (Branche Planchad Bonne Fortune et Vergers de Montegnée) a été considérée, cette extension a été fusionnée avec le site de Glain (Mont Légia, Espérance Bonne Fortune et Burenville) pour en faire le site renommé site de Glain/St-Nicolas.

TABLEAU 1 : SITES PRÉSENTÉS PAR LA VILLE DE LIÈGE ET REMARQUES ASSOCIÉES.

L'AREBS a pour sa part présenté divers projets, au niveau de la commune de Seraing, à des stades plus ou moins avancés de développement (Tableau 2) :

1. Master Plan
2. Site de Gosson (Seraing)
3. Site de Trassenster
4. Site Colard + HF6

Site	Caractéristiques
Master Plan	Vision à 30 ans comprenant la réhabilitation des anciens sites sidérurgiques.
Site de Gosson	Toute la zone va être reconfigurée, il y a une grosse école à proximité. Une des plus grandes hautes écoles de Wallonie dans la zone. Gros consommateurs potentiels : HEPL (10 000 étudiants). Il faudra dans tous les cas de figures contacter l'AIDE. Le tram roulera en 2027, perspective 2026-2027. Les consommateurs sont bien identifiés mais certains utilisateurs ne seront pas encore présents sur le site en 2026 (c'est le cas du commissariat central qui doit déménager sur le site).
Site de Trassenster	Dans cette zone en face du stade de Sclessin, on va développer des fonctions économiques et résidentielles. 300 logements étudiants + jeunes adultes. Réseau de chaleur prévu avec ARCADIS dans la zone, centrale pellets prévue avec connexion à certains bâtiments. A terme le but est de créer une communauté d'énergie. Ils sont ouverts aux projets d'innovation sur la zone.
Site Colard + HF6 avec les anciens hauts fourneaux	Nouveau quartier résidentiel prévu sur le site du HF6. La RW est en cours de négociation avec ARCELOR pour le rachat des terrains. La perspective des 5 ans semble un peu courte dans ce cadre.

TABLEAU 2 : SITES/PROJETS PRÉSENTÉS PAR L'AREBS ET REMARQUES ASSOCIÉES

1.3. Collecte des données

Le classement des différents sites proposés se doit d'être réalisé sur la base de critères objectifs appliqués à des données locales. La collecte d'informations auprès des acteurs locaux était donc une étape indispensable afin de qualifier les sites proposés et de juger des points forts et des inconvénients potentiels de ces derniers.

Sur base des propositions initiales, les acteurs locaux ont donc rassemblé les informations utiles dont ils disposaient. La disponibilité des données dépend notamment de la nature des sites choisis, certains accueillant des bâtiments existants uniquement, d'autres rassemblant des parcelles construites et des projets de construction futurs. La détermination des demandes en chaud et en froid repose donc à la fois sur des données réelles fournies directement par les opérateurs locaux et sur des estimations basées sur des calculs théoriques. La méthodologie développée et utilisée lors de la phase de collecte des données nécessaire au screening des différents sites s'articule en 5 étapes. Elle est détaillée dans les sections suivantes. A noter que le site de Rocourt a été écarté de l'analyse, en raison de sa localisation excentrée par rapport au potentiel géothermique.

1.4. Méthodologie

1.4.1. Digitalisation des sites étudiés

Dans un premier temps, les acteurs locaux ont identifié les plus gros consommateurs au sein des différents sites proposés et ainsi défini plus précisément les limites des périmètres étudiés. Pour ce faire, ils ont transmis des documents écrits, graphiques et cartographiques afin de repérer et de décrire les parcelles où se trouvent des bâtiments existants ou futurs correspondant a priori à une demande importante. Ces sites ont alors été digitalisés sous forme de carte à l'aide du logiciel QGis de manière à agréger les données fournies et les associer à une géométrie (correspondant soit aux emprises des bâtiments existants, soit aux parcelles vides qui accueilleront de nouveaux bâtiments). Chaque entité cartographiée est donc définie par une série de données qui lui est propre. Par exemple, une école est caractérisée par sa superficie et le nombre d'élèves alors qu'un nouveau quartier résidentiel est caractérisé par le nombre de logements et une performance PEB projetée. Si elles sont disponibles, les consommations réelles sont directement spécifiées dans la table attributive.

Les 5 sites retenus à ce stade sont situés dans les communes de Liège, Seraing et Saint-Nicolas (Figure 9).

A noter que les étapes 2 et 3 ne sont pas nécessaires pour estimer la demande en chaud des bâtiments lorsque des données réelles sont disponibles. Cependant, la demande en froid est souvent une information manquante, et son estimation de façon théorique est alors nécessaire par le biais de la méthodologie proposée.

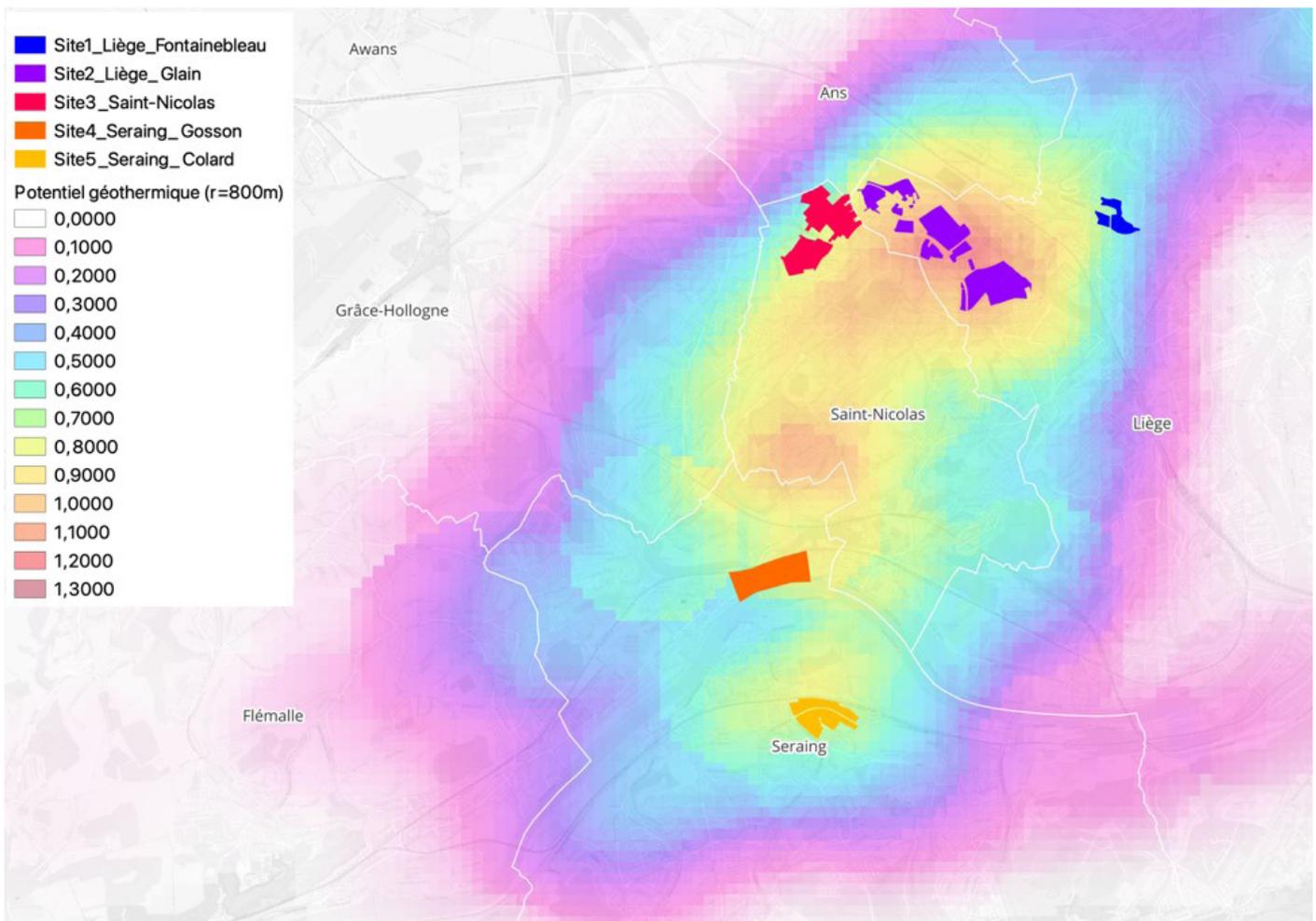


FIGURE 9 : LOCALISATION DES 5 SITES ÉTUDIÉS (SCHELINGS, 2022) PAR RAPPORT AU POTENTIEL GÉOTHERMIQUE ISSU DE L'ÉTUDE PRÉLIMINAIRE EN RÉGION WALLONNE (VITO, UMONS, MIJNWATER NV & ABO, 2019-2020).

1.4.2. Estimation des surfaces bâties

De manière générale, la superficie bâtie et en particulier la surface chauffée des bâtiments est essentielle pour calculer leurs consommations théoriques (cf. étape 3). Cette donnée est parfois directement disponible via les documents transmis par les opérateurs locaux (permis délivré, programme du futur bâtiment, site web du projet), mais pas systématiquement, en particulier pour des bâtiments existants plus anciens. Dans ce cas, la digitalisation des sites permet d'extraire la superficie bâtie totale et la surface chauffée du bâtiment en croisant des données du PICC et du cadastre (2022), telles que la surface construite au sol, le nombre d'étages ou encore la surface utile.

Néanmoins, ces données étant parfois incomplètes et vu le petit nombre de bâtiments concernés, une vérification manuelle a été menée via Google Maps pour estimer aussi précisément que possible ces superficies. Dans certains cas, cette vérification a également permis de préciser la fonction de certains bâtiments. Par exemple, un supermarché dispose généralement de bureaux à l'étage, deux fonctions qui correspondent à des profils de consommation différents.

1.4.3. Estimation des demandes en chaud et en froid

Comme précisé auparavant, l'estimation théorique de la demande en chaud et en froid n'a été réalisée que lorsque nous ne disposons pas directement de données réelles de consommations. La collecte des données s'étant étalée sur plusieurs semaines, certains calculs préliminaires ont ensuite été remplacés par des valeurs réelles. Ceci a notamment permis de vérifier la validité de la méthode de calcul utilisée. En effet, les estimations réalisées et les données réelles fournies par les opérateurs locaux¹ correspondent à des ordres de grandeurs similaires.

La méthode de calcul repose sur plusieurs hypothèses et opère une distinction entre le secteur tertiaire et le secteur résidentiel. Dans les deux cas, le calcul est basé sur des consommations spécifiques théoriques exprimées en kWh/m².an ou en kWh/unité.an. Les unités (n) considérées peuvent être un nombre de logements pour un immeuble résidentiel, d'élèves pour une école, d'emplois pour une entreprise, de lits pour un hôpital ou une maison de repos.

Pour le secteur tertiaire, la demande est estimée de la manière suivante :

Consommation de chaud (CC) =

- Consommation de combustible [kWh/m²] x Surface de plancher [m²]
ou
- Consommation de combustible [kWh/n] x Nombre d'unités (n)

Consommation de froid (CF) =

- Consommation refroidissement [kWh/m²] (CR) x Surface climatisée [m²] (SC)
ou
- Consommation refroidissement [kWh] (CR) x Nombre d'unités (n)
avec
 - CR = Consommation électricité [kWh/(m²)] x Part pour le refroidissement [%]
 - SC = Surface de plancher [m²] x Part de surface climatisée [%]

Les consommations spécifiques utilisées, ainsi que la part de surface climatisée, proviennent du bilan énergétique wallon (SPW, 2022) et sont fournies dans le Tableau .

¹ Les données réelles reçues sont les consommations annuelles de gaz sur trois ans (2019-2021) pour les bâtiments de la Haute École de Province de Liège (HEPL) pour le Site4_Seraing_Gosson (Maison Erasmus, IPES Jemeppe et Campus 2000) ; les consommations en chaud et en froid sur un an (2021-2022) pour le Site2_Liège_Glain (Hôpital du CHC MontLégia, Bâtiment administratif et crèche, Maison de repos du Val Mosan).

Consommations spécifiques par branche d'activité	Consommations par m ² [kWh/m ²]		Consommations par nombre de lits/emplois/élèves [kWh/n]		Part de surface climatisée [%]
	Electricité	Combustible	Electricité	Combustible	
Commerce < 400 m2	68	152			46%
Commerce de 400 à 2500 m2	116	156			46%
Commerce > 2500 m2	109	81			46%
Horeca	119	184			44%
Supermarché	457	196			29%
Bureau privé	186	38	6 088	3 554	66%
Bureau public	35	114	1 914	5 122	19%
Enseignement	16	131	224	1 050	6%
Maison de repos	67	163	3 405	8 483	11%
Hôpital	126	136	14 660	16 438	43%

TABLEAU 3 : CONSOMMATIONS SPÉCIFIQUES PAR BRANCHE D'ACTIVITÉ. SOURCE : BILAN ÉNERGÉTIQUE DE LA WALLONIE 2019, BILAN DU SECTEUR DOMESTIQUE ET ÉQUIVALENT, VERSION 2 (SPW, 2022)

La part d'électricité utilisée pour le refroidissement a été calculée sur base d'un rapport de l'ICEDD (2021). Les informations issues du rapport et la valeur calculée (27 %) sont disponibles dans le Tableau 4. Pour les supermarchés, une part plus importante d'électricité est nécessaire pour alimenter les machines frigorifiques. Selon le site Energie+, celle-ci est plutôt comprise entre 30 et 50 % et nous utilisons donc une valeur de 40 %.

Demande de chaleur [GWh]		Demande de froid [GWh]		Autres usages électriques [GWh]	Estimation* de la part d'électricité utilisée pour le refroidissement [%]
Besoin de chaleur	Chaleur substituable (chauffage et ECS)	Besoin de froid	Froid substituable (air conditionné)		
3 525	3 383	1 419	1 075	2516	$1075 / (1419 + 2516) = 27,33 \%$

TABLEAU 4 : DEMANDE DE CHALEUR ET DE FROID EN RÉGION BRUXELLES CAPITALE EN 2017 ET ESTIMATION DE LA PART D'ÉLECTRICITÉ UTILISÉE POUR LE REFROIDISSEMENT (*VALEUR CALCULÉE). SOURCE : POTENTIEL D'EFFICACITÉ EN MATIÈRE DE CHALEUR ET DE FROID EN RÉGION DE BRUXELLES-CAPITALE (ICEDD, 2021).

Le Tableau 5 synthétise les valeurs retenues pour les différentes branches d'activités. Comme indiqué précédemment, la demande en chaud correspond directement à la consommation de combustible telle que spécifiée dans le Bilan énergétique wallon (cf. Tableau), alors que la demande en froid est une valeur calculée en multipliant la consommation électrique, la part d'électricité utilisée pour le refroidissement et la part climatisée de la surface du bâtiment considéré. Ces valeurs doivent ensuite être multipliées par les superficies associées pour obtenir une demande en kWh/an.

Consommations spécifiques par branche d'activité	Consommations par m ² [kWh/m ² .an]	
	Chaud	Froid*
Commerce < 400 m ²	152	9
Commerce de 400 à 2500 m ²	156	15
Commerce > 2500 m ²	81	14
Horeca	184	14
Supermarché	196	53
Bureau privé	38	34
Bureau public	114	2
Enseignement	131	0
Maison de repos	163	2
Hôpital	136	15

TABLEAU 5 : VALEURS DE CONSOMMATIONS SPÉCIFIQUES RETENUES POUR CALCULER LES DEMANDES EN CHAUD ET EN FROID (*VALEURS CALCULÉES). SOURCES : (SPW, 2022 ; ICEDD, 2021).

Pour le secteur résidentiel, la demande en froid est considérée nulle :

$$\text{Consommation de froid} = 0$$

En effet, le parc de logements privés existants en Wallonie se caractérise par l'absence quasiment généralisée de systèmes de refroidissement. D'après les opérateurs locaux rencontrés au cours de la collecte de données, les projets résidentiels neufs (et futurs) n'intègre(ro)nt pas de climatisation non plus. Ceci s'explique par le climat tempéré froid propre à notre territoire, même si le changement climatique pourrait révéler à l'avenir une demande de plus en plus importante en termes de refroidissement, y compris dans le secteur résidentiel. En particulier, les immeubles les plus récents, bien isolés et à haute performance énergétique (bâtiments passifs ou quasi zéro énergie Q-ZEN par exemple), présentent souvent un plus gros risque de surchauffe qui peut générer un besoin de rafraîchissement en période de canicule.

Par conséquent, une piste d'approfondissement de cette étude serait d'évaluer la demande en froid des opérateurs locaux si une source froide était disponible via la géothermie minière. Au-delà de la possibilité de refroidissement, la réflexion pourrait notamment porter sur sa nécessité en fonction des caractéristiques du bâtiment résidentiel considéré (âge, orientation, isolation, géométrie, matériaux, installations existantes, etc.). La prise en compte d'un nouveau profil de consommation pour le secteur du logement serait également intéressante dans le cas d'un réseau de chaleur, puisqu'elle permettrait peut-être de mieux équilibrer les demandes de chaud et de froid qui sont souvent disproportionnées. Il s'agit en outre d'une demande de froid principalement nocturne, là où les bâtiments de bureaux par exemple demandent un rafraîchissement pendant la journée de travail.

La méthode de calcul de la demande en chaud est similaire à celle employée pour le secteur tertiaire :

Consommation de chaud =

- Consommation spécifique [kWh/m²] x Surface chauffée [m²]
ou
- Consommation spécifique [kWh/logement] x Nombre de logements (n)

Pour calculer la demande de chaud, nous utilisons la surface chauffée, définie comme la superficie totale du logement. Cette surface chauffée peut être calculée comme suit (SPW, 2014) :

Surface chauffée [m²] (incluant les espaces de circulation et les salles de bains)
= 1,5 x Surface habitable [m²] (comprenant uniquement les pièces de vie et les chambres)

Le Tableau 6 indique les surfaces habitables moyennes en Wallonie ainsi que les surfaces chauffées correspondantes. De manière générale, les logements récents sont plus grands que les anciens, ce qui se traduit également par des surfaces chauffées plus importantes. Dans le cadre de cette étude, ces valeurs sont utilisées aussi bien pour les logements privés que publics, mais il serait probablement utile d'affiner ces données en tenant compte de la taille généralement plus modeste des logements sociaux.

Surfaces moyennes [m ²]	Logement existant	Nouveau logement
Superficie habitable	81,4 m ² > Valeur retenue : 82 m ²	Entre 85 et 104 m ² > Valeur retenue : 95 m ²
Surface chauffée	122 m ² *	142 m ² *

TABLEAU 6 : SUPERFICIES HABITABLES MOYENNES ET ESTIMATION DES SURFACES CHAUFFÉES (*VALEURS CALCULÉES). SOURCE : GUIDE DE LA RÉNOVATION ÉNERGÉTIQUE ET DURABLE DES LOGEMENTS EN WALLONIE (SPW, 2014)

Les consommations spécifiques par m² des logements dépendent de leurs performance énergétique (PEB). D'après les guides régionaux, les nouveaux bâtiments (après 2021) doivent au moins atteindre A, alors que la moyenne wallonne pour le parc existant se situe entre C et D (SPW, 2014 ; SPW, 2017). Le Tableau 7 présente les consommations spécifiques correspondantes et les valeurs retenues dans le cadre de cette étude. La consommation en chaud correspond en moyenne à 70 % de la consommation totale d'énergie, les 30 % restants correspondant principalement aux consommations pour l'eau chaude sanitaire, les électroménagers, la cuisson et le chauffage électrique d'appoint (SPW, 2014).

Consommations résidentielles		Logement existant	Nouveau logement
Consommation spécifique [kWh/m²] A+ A (Exigence PEB 2021 / Q-ZEN) B (Exigence PEB 2017) C-D (Moyenne wallonne)	Moins de 45 Entre 45 et 85 Entre 85 et 170 Entre 170 et 340	> Valeur retenue : 255 *	> Valeur retenue : 65 *
Consommation chauffage [kWh/m²] = 70% de la consommation spécifique * Consommation chauffage moyenne wallonne = 15500 kWh Consommation énergie moyenne wallonne = 22200 kWh		255 x 0,7 = 178 *	65 x 0,7 = 45 *
Consommation chauffage par logement [kWh]		178 kWh/m ² x 122 m ² = 21739 kWh *	45 kWh/m ² x 142 m ² = 6433 kWh *

TABLEAU 7 : CONSOMMATIONS RÉSIDENTIELLES (*VALEURS CALCULÉES). SOURCES : GUIDE DE LA RÉNOVATION ÉNERGÉTIQUE ET DURABLE DES LOGEMENTS EN WALLONIE (SPW, 2014) ; GUIDE PRATIQUE POUR CONSTRUIRE VOTRE LOGEMENT Q-ZEN (SPW, 2017).

Le Tableau 7 met en lumière la variation significative entre le bâti neuf et existant. Le secteur résidentiel se caractérise donc par un large spectre de consommations, qu'il est important de prendre en compte pour estimer la demande de chaque site étudié. Toutefois, en pratique, aucun des sites étudiés ne comprend de résidentiel existant, à l'exception d'un ensemble de logements publics à Bureville qui doit faire l'objet d'une rénovation et n'était initialement pas inclus dans l'analyse. Par conséquent, la valeur de 6433 kWh/an.logement a été mobilisée pour tous les nouveaux projets résidentiels et une valeur plus importante a été utilisée pour le logement public à Bureville (cf. Étape 5).

1.4.4. Présélection de trois sites cibles et définition de sites étendus

Sur base de la méthode de calcul présentée, la demande en surface a été estimée pour les 5 sites proposés (cf. Figure 9) et mis en relation avec le potentiel du sous-sol.

Le Site3_Saint-Nicolas correspond uniquement à du logement, et donc à une demande de chaud sans demande de froid, ce qui est peu intéressant pour un projet pilote de réseau d'énergie thermique. Vu leur proximité géographique, ce site a été fusionné avec le Site2_Liège_Glain qui accueille une grande diversité d'activités (hôpital, crèche, écoles, maison de repos, bureaux, laboratoires, hôtel, logements) et donc des profils de consommations variés. Dans la même logique, il est apparu que le Site1_Liège_Fontainebleau se caractérisait par une demande en chaud importante (CC = 4,96 GWh) et une demande en froid quasiment inexistante (CF = 0,03 GWh). Ce déséquilibre important lié à la faible mixité de fonctions, couplé à une localisation moins favorable vis-à-vis du potentiel géothermique, a conduit à écarter ce site pour la suite de l'analyse. Cependant, notons que ce site pourrait également devenir à plus long terme une extension du Site2_Liège_Glain.

Après ces regroupements, les trois sites retenus à ce stade sont ceux de Glain-Saint-Nicolas, Gosson et Collard (Figure 10). Pour approfondir l'analyse, deux niveaux d'échelles ont été définis :

- Les « sites cibles » correspondent aux « gros » consommateurs identifiés par les acteurs locaux, à savoir des bâtiments existants et des projets futurs qui correspondent à une demande importante et pourraient rejoindre un réseau de chaleur basse température ;
- Les « sites étendus » sont définis par un cercle de 1,5 km tracé autour des sites cibles et éventuellement ajusté en fonction de frontières physiques (cours d'eau et chemin de fer). L'objectif de ce périmètre élargi est d'identifier d'autres consommateurs potentiels qui pourraient également rejoindre le réseau vu leurs consommations importantes.

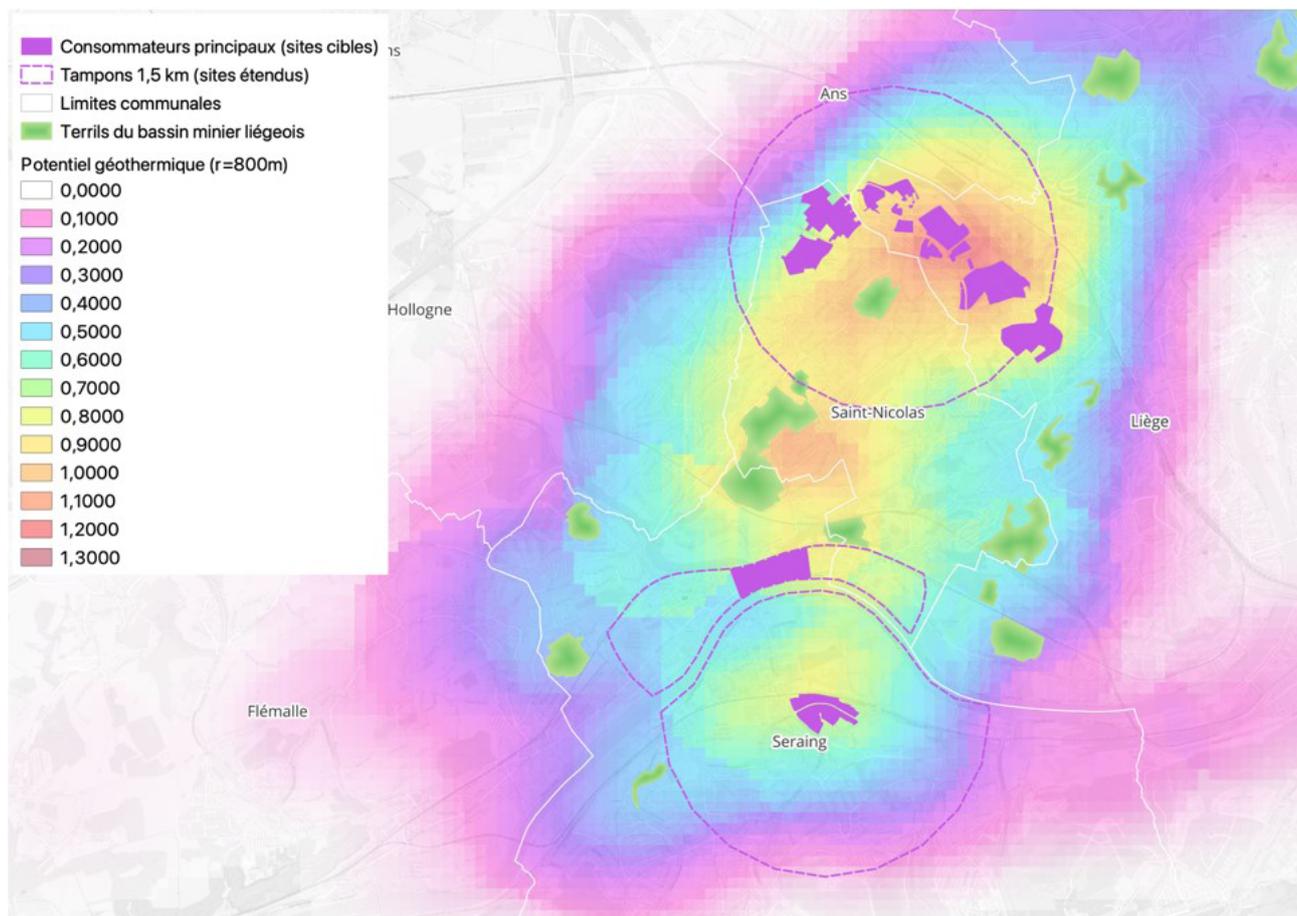


FIGURE 10 : IDENTIFICATION DES 3 SITES CIBLES (PARCELLES ACCUEILLANT LES « GROS » CONSOMMATEURS) ET DÉLIMITATION DES 3 SITES ÉTENDUS CORRESPONDANT (PÉRIMÈTRE DE 1,5 KM AUTOUR DU SITE CIBLE).

1.4.5. Estimation de la demande étendue pour identifier d'autres consommateurs potentiels

L'étude de périmètres élargis autour des sites cibles proposés permet de calculer la demande d'autres consommateurs potentiels dans un rayon proche. Pour estimer la demande des bâtiments au sein des sites étendus, nous utilisons les mêmes hypothèses et la même méthode de calcul que pour les sites cibles. La différence majeure est qu'il s'agit ici de périmètres beaucoup plus larges au sein desquelles on considère un nombre de bâtiments beaucoup plus important. En outre, nous ne disposons pas de détails aussi précis sur les fonctions des bâtiments ni de données de consommations réelles par bâtiment. Par conséquent, nous utilisons directement le PICC et le parcellaire cadastral comme sources d'informations, nous renseignant à la fois sur la géométrie du bâtiment (superficie bâtie et nombre d'étages) et son usage (nature cadastrale).

Par ailleurs, la ville de Liège nous a transmis les consommations de gaz et d'électricité moyennes par rue sur une période de 5 ans (Source : RESA, 2013-2017). Lorsqu'elles sont disponibles, ces valeurs ont systématiquement été utilisées pour, d'une part, comparer les ordres de grandeurs obtenus via les calculs théoriques et, d'autre part, privilégier les consommations réelles aux valeurs estimées.

Un autre élément à prendre en compte pour l'étude des périmètres élargis est la présence de nombreux bâtiments résidentiels existants. Pour rappel, la demande en chaud est calculée sur base de la superficie du bâtiment [m^2] et de sa consommation spécifique [kWh/m^2], celle-ci variant en fonction de la performance énergétique (PEB). Le Tableau 8 fournit les valeurs d'énergie spécifique associée aux différentes classes PEB (SPW, 2015).

Selon une étude^{II}, les certificats PEB octroyés aux bâtiments wallons restent néanmoins parfois en décalage avec leurs consommations réelles étant donné la composition du ménage et les comportements énergétiques des occupants (Monfils et Hauglustaine, 2019). Pour des raisons économiques, les habitants d'un bâtiment mal isolé peuvent par exemple prendre l'habitude de ne chauffer qu'une partie des pièces. Sur base de l'écart observé entre les consommations théoriques et réelles (SPW, 2010), nous calculons de nouvelles consommations spécifiques plus réalistes pour chaque classe de performance.

Ensuite, il nous faut attribuer une consommation spécifique à chacun des bâtiments du site étudié. Or, nous ne disposons pas d'une base de données recensant leur performance énergétique. L'hypothèse utilisée est que la performance PEB peut-être estimée sur base de l'âge du bâtiment. Le cadastre nous fournit deux données utiles à cet égard : la date de construction et la date des derniers travaux pour chaque parcelle. Sur base d'un rapport sur la performance énergétique du parc résidentiel wallon (CEHD, 2021), le

Tableau 9 précise la répartition des labels PEB atteints pour chaque période de construction en Province de Liège. Dans le cadre de cette étude, le

Tableau 10 indique la valeur de consommation pour chaque période de construction, calculée comme suit :

Consommation de chaud (CC) =

$$\sum_{PEB=A++}^{PEB=G} \text{Consommation réelle (cf. Tableau 6)} \times \text{Part de bâtiments (cf. Tableau 7)}$$

Performance énergétique (PEB)	Consommation théorique			Rapport de consommation réelle/théorique	Consommation « réelle »* (valeur retenue)
	Energie spécifique (E_spec) [kWh/m ² .an]				
	Minimum	Maximum	Moyenne*		
A++ (Zéro énergie)	-	0	0	100%	0

TABLEAU 8 : CONSOMMATIONS SPÉCIFIQUES DU SECTEUR RÉSIDENTIEL SUR BASE DES PERFORMANCES ÉNERGÉTIQUES DES BÂTIMENTS (*VALEURS CALCULÉES). SOURCES : BROCHURE EXPLICATIVE. LE CERTIFICAT PEB POUR LES BÂTIMENTS RÉSIDENTIELS EXISTANTS ET NEUFS (SPW 2015); ÉTUDE SUR LA PERFORMANCE ÉNERGÉTIQUE EN WALLONIE (SPW, 2010 ; MONFILS ET HAUGLUSTAIN, 2019).

A+ (Passif et basse énergie)	0	45	23		23
A (Exigence Q-ZEN)	45	85	65		65
B	85	170	128	82%	105
C	170	255	213	75%	160
D	255	340	298	67%	198
E	340	425	383	58%	223
F	425	510	468	54%	254
G	510	595	553	43%	235

TABLEAU 9 : PART [%] DE LABELS PEB ASSOCIÉS À CHAQUE PÉRIODE DE CONSTRUCTION EN PROVINCE DE LIÈGE (CEHD, 2021)

II Sources :

- Secrétariat général du Service public de Wallonie, Département du Développement durable, 2010. Étude « Alliance Emploi Environnement » : Proposition de modalités opérationnelles et affectation des moyens budgétaires aux mesures envisagées par le groupe de travail financement, Namur, Belgium, p. 2 and 8.
- Monfils, S. and Hauglustaine, J.-M., 2019. Study of the Uncertainties Influencing the Energy Performance Assessments of Two Very Different Urban Houses in Wallonia. IOP Conference Series: Earth Environmental Science, 329, 012029.

Performance énergétique (PEB)	Non renseigné	Avant 1971	Entre 1971 et 1984	Entre 1985 et 2009	Entre 2010 et 2021
A++	0,7%	0,1%	0,5%	5,2%	0,7%
A+					3,6%
A					25,9%
B	7,7%	3,5%	8,5%	34,4%	69,6%
C	13,9%	9,9%	19,6%	29,2%	0,3%
D	17,0%	13,6%	22,2%	16,6%	0,0%
E	17,3%	16,2%	20,2%	7,8%	0,0%
F	15,4%	16,7%	13,6%	3,4%	0,0%
G	28,0%	40,0%	15,4%	3,3%	0,0%

Performance énergétique (PEB)	Non renseigné	Avant 1971	Entre 1971 et 1984	Entre 1985 et 2009	Entre 2010 et 2021
A++	0	0	0	2	0
A+					1
A					17
B	8	4	9	36	73
C	22	16	31	47	0
D	34	27	44	33	0
E	39	36	45	17	0
F	39	42	35	9	0
G	66	94	36	8	0
Valeurs retenues*	207	219	200	151	91

TABLEAU 10 : CONSOMMATIONS SPÉCIFIQUES [kWh/m².AN] CALCULÉES SUR BASE DU PEB MOYEN PAR ANNÉE DE CONSTRUCTION [kWh/m².AN] EN PROVINCE DE LIÈGE (*VALEURS CALCULÉES).

1.5. Analyse des données collectées

Pour chacun des trois sites étudiés, nous présentons d'abord les résultats obtenus pour le site cible, puis les résultats associés au site étendu. Après une brève description du site cible, nous estimons les consommations en chaud et en froid puis identifions les consommateurs principaux, c'est-à-dire ceux qui centralisent la plus grosse part de la demande. L'analyse du site étendu nous permet ensuite d'identifier d'autres consommateurs supplémentaires dans un rayon proche autour du site cible.



FIGURE 12 : TRACÉ ACTUEL DE LA TRANSURBAINE (CONSORTIUM CREAT, 2012)

Estimation des consommations (site cible)

Sur base de la méthode de calcul détaillée auparavant, les consommations en chaud et en froid de chaque consommateur potentiel du site cible ont été estimées. Le détail des résultats obtenus est disponible à la Figure 13.

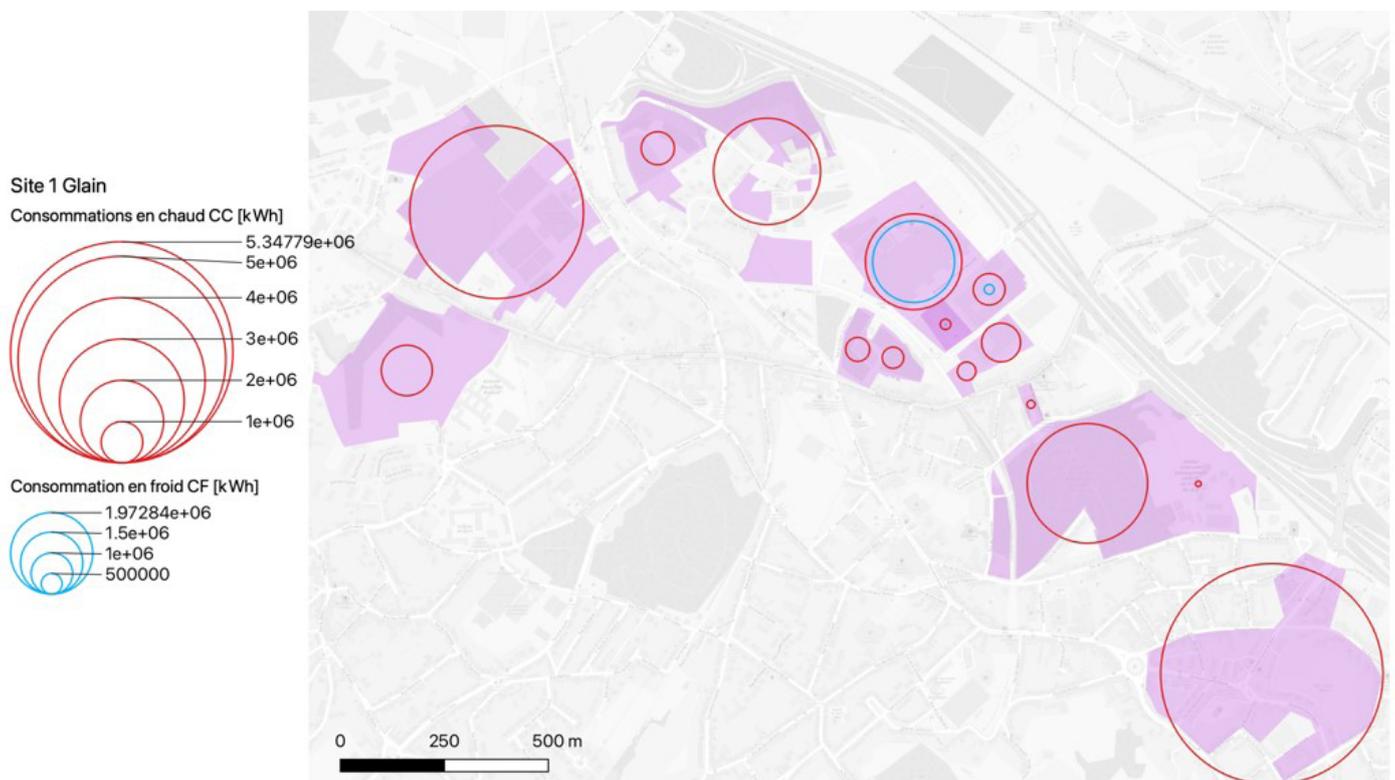


FIGURE 13 : REPRÉSENTATION VISUELLE DES CONSOMMATIONS ANNUELLES EN CHAUD (CC) ET EN FROID (CF) POUR LES CONSOMMATEURS POTENTIELS DU SITE CIBLE DE LIÈGE-GLAIN ET SAINT-NICOLAS.

Ces résultats intègrent directement les données fournies par les opérateurs locaux, à savoir :

- les relevés de compteurs annuels pour l'administration, la crèche et le Val Mosan ;
- une estimation des consommations du LégiaPark sur base du certificat PEB ;
- les consommations réelles heure par heure de l'hôpital CHC MontLégia ;

Par ailleurs, une partie des besoins du CHC MontLégia sont assurés par une pompe à chaleur qui produit du chaud et du froid en même temps. Sur base d'une estimation théorique, cette pompe à chaleur peut produire 16,4 MWh de chaleur et 13,2 MWh de froid par jour. Cette part des consommations a été retirée du potentiel total présenté dans le Tableau 11.

TOT	CC	CF
[kWh]	23 152 615	2 223 380
[GWh]	23,2	2,2

TABLEAU 11 : ESTIMATION DES CONSOMMATIONS ANNUELLES EN CHAUD (CC) ET EN FROID (CF) TOTALES POUR LE SITE CIBLE DE LIÈGE-GLAIN ET SAINT-NICOLAS.

Identification des consommateurs principaux (site cible)

La Figure 14 propose une visualisation alternative des résultats obtenus, cette fois-ci exprimés en pourcentage (%), afin d'identifier les consommateurs principaux parmi les 11 propriétaires présents au sein du site. Cette représentation révèle que deux propriétaires, le groupe CHC et la ville de Liège, concentrent la plus grosse part de la demande :

- 30 % de la demande en chaud (16 % pour le CHC et 14 % pour la ville de Liège) ;
- 89 % de la demande en froid (CHC).



FIGURE 14 : REPRÉSENTATION VISUELLE DE LA PART DES DEMANDES DE CHAUD (%CC) ET DE FROID (%CF) ASSOCIÉE À CHAQUE CONSOMMATEUR POTENTIEL DU SITE ÉTUDIÉ.

Ces résultats sont intéressants pour limiter le nombre d'interlocuteurs à impliquer dans le projet pilote et pour déterminer son emplacement initial. En effet, la mise en place d'un réseau de chaleur pourrait commencer par mobiliser quelques acteurs clefs avant de s'étendre aux parcelles voisines

et raccorder d'autres bâtiments à l'avenir. En outre, le groupe CHC dispose de parcelles encore disponibles où pourraient s'implanter une station.

Un autre résultat est que le secteur résidentiel correspond à une part importante des consommations de chauffage, en particulier les logements publics existants qui sont plus anciens et donc moins performants énergétiquement parlant. En ce qui concerne les projets futurs, nous ne disposons à ce stade que du nombre de logements total, sans détail sur les typologies de bâtiments (nombre d'étages, taille des logements), les futurs propriétaires (nombre, identité) ni sur le type d'installation de chauffage (chaudières individuelles ou collectives). Ces informations permettront d'approfondir l'analyse et de déterminer le nombre de raccordements au réseau nécessaires.

Identification de consommateurs supplémentaires potentiels (site étendu)

Les consommations en chaud et en froid ont également été estimées pour les bâtiments existants dans un rayon de 1,5 km autour du site cible. Cette analyse systématique permet d'identifier d'autres consommateurs potentiels qui n'auraient pas été pris en compte et qui pourraient correspondre à une demande importante localisée à proximité des « gros » consommateurs identifiés par les acteurs locaux.

Sur base du PICC et du cadastre, nous dénombrons plus de 18 000 bâtiments, dont plus de la moitié sont identifiés comme des annexes. Environ 50% des bâtiments correspondent à du résidentiel privé dont la demande agrégée est certes très importante, mais peu intéressante dans le cadre d'un projet pilote vu le nombre de raccordements à réaliser. Pour identifier les plus gros consommateurs, nous avons calculé la part de la demande en pour mille (‰) pour chacun des bâtiments et conservé uniquement ceux qui atteignent au moins 1 ‰ de la demande totale du périmètre élargi. De cette manière, 150 bâtiments ont été retenus comme consommateurs supplémentaires potentiels. Ceux-ci sont représentés à la Figure 15 en fonction du type d'affectation et via leur consommation en chaud (la consommation en froid étant généralement trop faible pour être représentée à la même échelle). Pour comparaison, les consommations du site cible sont également visualisées (en rouge).

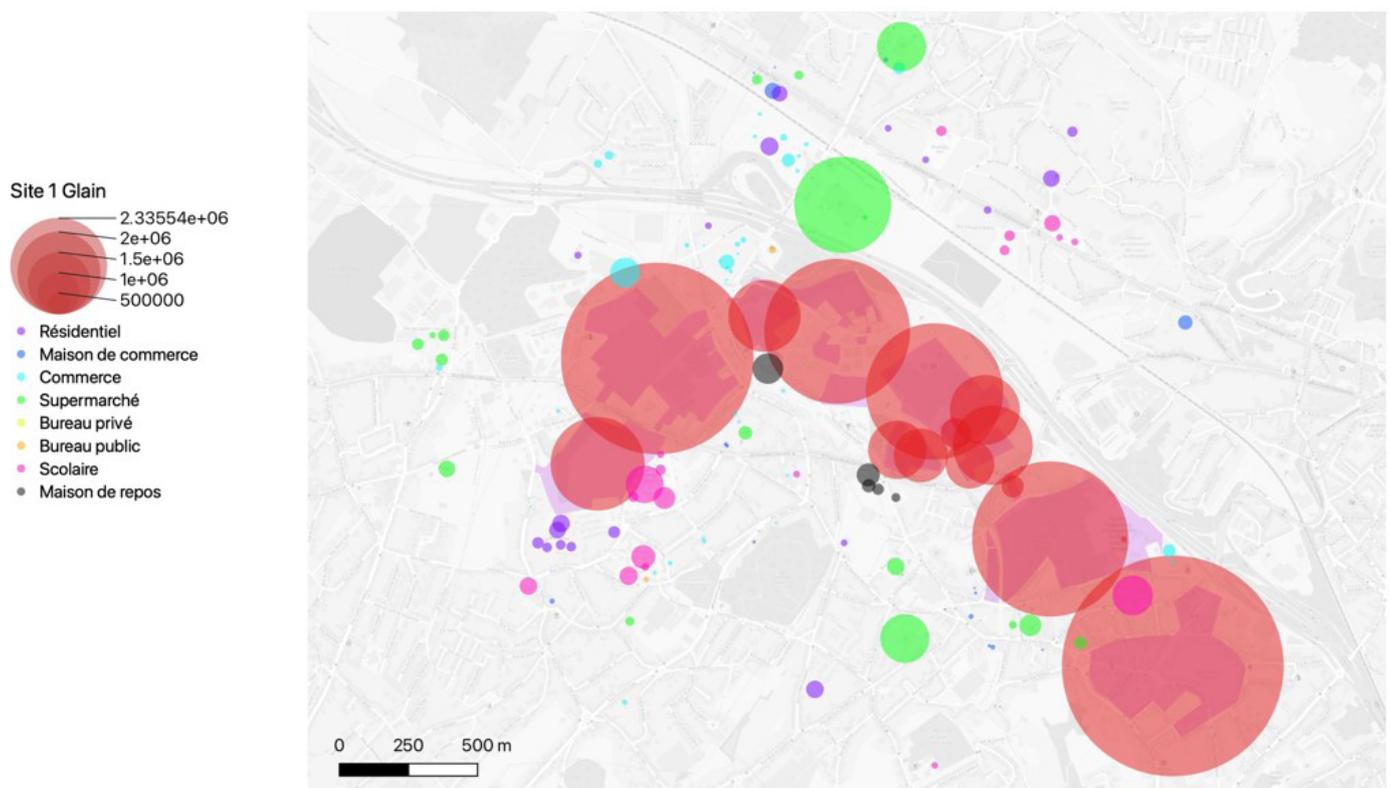


FIGURE 15 : IDENTIFICATION DE CONSOMMATEURS POTENTIELS SUPPLÉMENTAIRES AU SEIN DU SITE ÉTENDU SUR BASE DE LEUR AFFECTATION ET DE LEUR CONSOMMATION EN CHAUD (CC).

Le Tableau 12 synthétise les résultats obtenus pour le site de Glain à l'échelle du site cible et du site étendu.

TOT		CC [GWh]	CF [GWh]
Site cible		23,2	2,2
Site étendu	150 bâtiments	28,2	3,0
	Total	268,0	3,1

TABLEAU 12 : SYNTHÈSE DES RÉSULTATS DE CONSOMMATIONS EN CHAUD (CC) ET EN FROID (CF) OBTENUS POUR LES SITES CIBLE ET ÉTENDU À GLAIN.

Notons que les 150 consommateurs supplémentaires identifiés à la Figure 15 représentent une demande en chaud et en froid du même ordre de grandeur que les 11 consommateurs du site cible. Néanmoins, il n'est pas possible d'envisager le raccordement de 150 bâtiments dans le cadre d'un projet pilote. L'analyse a donc été affinée pour repérer les quelques gros consommateurs principaux, dont la demande en chaud et en froid est estimée dans le Tableau 13.

OBJECTID	Affectation	Conso en chaud [kWh]	Conso en froid [kWh]	%oCC	%oCF
3578318	Supermarché	1175608	317966	42	108
1301168	Non renseigné	381632	0	14	0
2449701	Maison de repos	724698	8955	26	3
3067173	Supermarché	383964	103851	14	35
605605	Scolaire	404397	0	14	0
701243	Scolaire	509066	0	18	0
2916313	Scolaire	897612	0	32	0
3688350	Entre 1971 et 1984	383927	0	14	0
51397	Entre 1971 et 1984	407922	0	14	0
1920309	Scolaire	418545	0	15	0
2755735	Scolaire	558453	0	20	0
1719990	Maison de repos	538226	6651	19	2
366490	Supermarché	396508	107243	14	36
915480	Avant 1971	405693	0	14	0
2374069	Supermarché	1166592	315527	41	107
1532370	Entre 1985 et 2009	417905	0	15	0
274600	Commerce	705348	119328	25	40
2101980	Supermarché	2335536	631691	83	214
536409	Supermarché	504896	136559	18	46
3122641	Scolaire	954204	0	34	0
TOTAL	20 bâtiments	13,7 GWh	1,7 GWh	49%	59%

TABLEAU 13 : IDENTIFICATION DES CONSOMMATEURS POTENTIELS SUPPLÉMENTAIRES PRINCIPAUX EN FONCTION DE LEUR PART DE CONSOMMATIONS EN CHAUD (%oCC) ET EN FROID (%oCF).

Les sites suivants seront présentés de manière un peu plus succincte, la même logique d'analyse ayant été appliquée pour chacun des trois sites étudiés.

1.5.2. Site Gosson à Seraing

Présentation du site

Le site de Gosson à Seraing fait l'objet d'une opération de rénovation urbaine importante à long terme, visant à réaménager la bretelle d'autoroute en lien avec le nouveau tram (Figure 16). Le masterplan proposé pour ce site intègre à la fois des nouveaux bâtiments et des projets de rénovation. Les fonctions envisagées sont des logements, des commerces, des bureaux et un commissariat. En outre, ce projet est à proximité directe de la Haute École de la Province de Liège (HEPL) (Figure 17), pour laquelle les consommations réelles des bâtiments nous ont été fournies.

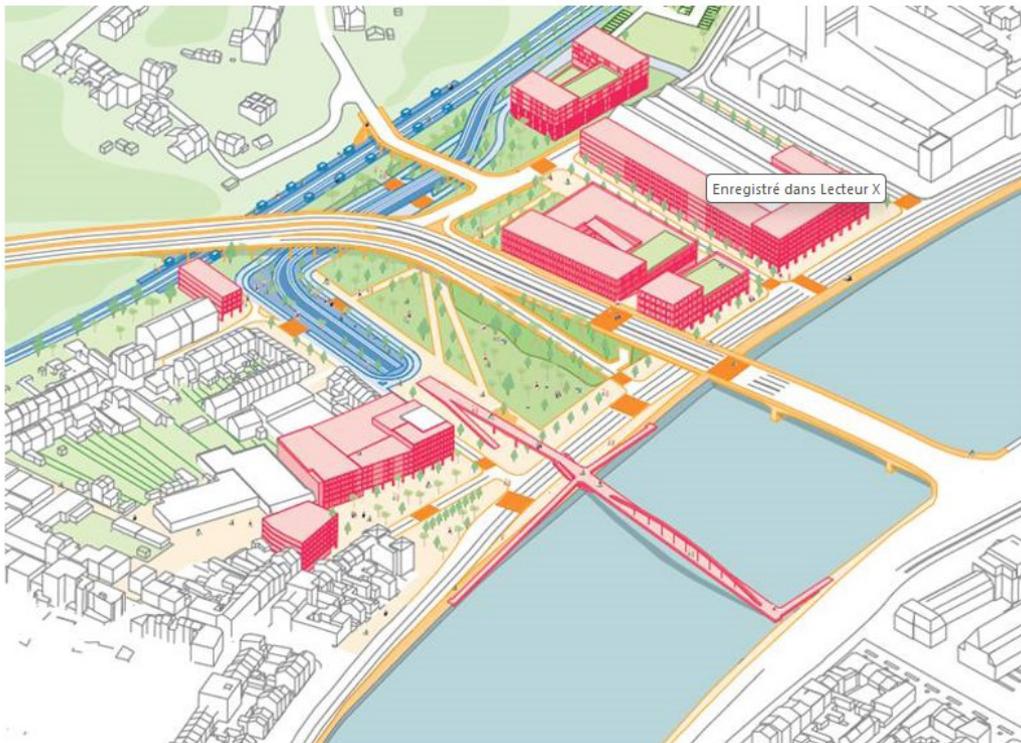


FIGURE 16 : OPÉRATION DE RÉNOVATION URBAINE. EN ROUGE : LES BÂTIMENTS À CONSTRUIRE ET À RÉNOVER.



FIGURE 17 : VUE EN PLAN LOCALISANT LES BÂTIMENTS PROJÉTÉS (MASTER PLAN) ET EXISTANTS (HEPL).

Estimation des consommations (site cible)

Les résultats des calculs de la demande en chaud et en froid de chaque consommateur potentiel du site cible sont représentés à la Figure 18. La demande totale pour le site est fournie au Tableau 14.



FIGURE 18 : REPRÉSENTATION VISUELLE DES CONSOMMATIONS ANNUELLES EN CHAUD (CC) ET EN FROID (CF) POUR LES CONSOMMATEURS POTENTIELS DU SITE CIBLE DE GOSSON (SERAING).

TOT	CC	CF
[kWh]	6 737 551	319 179
[GWh]	6,7	0,3

TABLEAU 14 : ESTIMATION DES CONSOMMATIONS ANNUELLES EN CHAUD (CC) ET EN FROID (CF) TOTALES POUR LE SITE CIBLE DE GOSSON.

Identification des consommateurs principaux (site cible)

La Figure 19 identifie les consommateurs principaux centralisant la plus grosse part de la demande au sein du site. Les deux propriétaires principaux sont la HEPL et la ville de Seraing. Vu la taille et l'âge des bâtiments, 45 % de la demande en chaud provient de la HEPL. La demande en froid provient principalement des futurs bureaux pour lesquels un refroidissement est nécessaire.

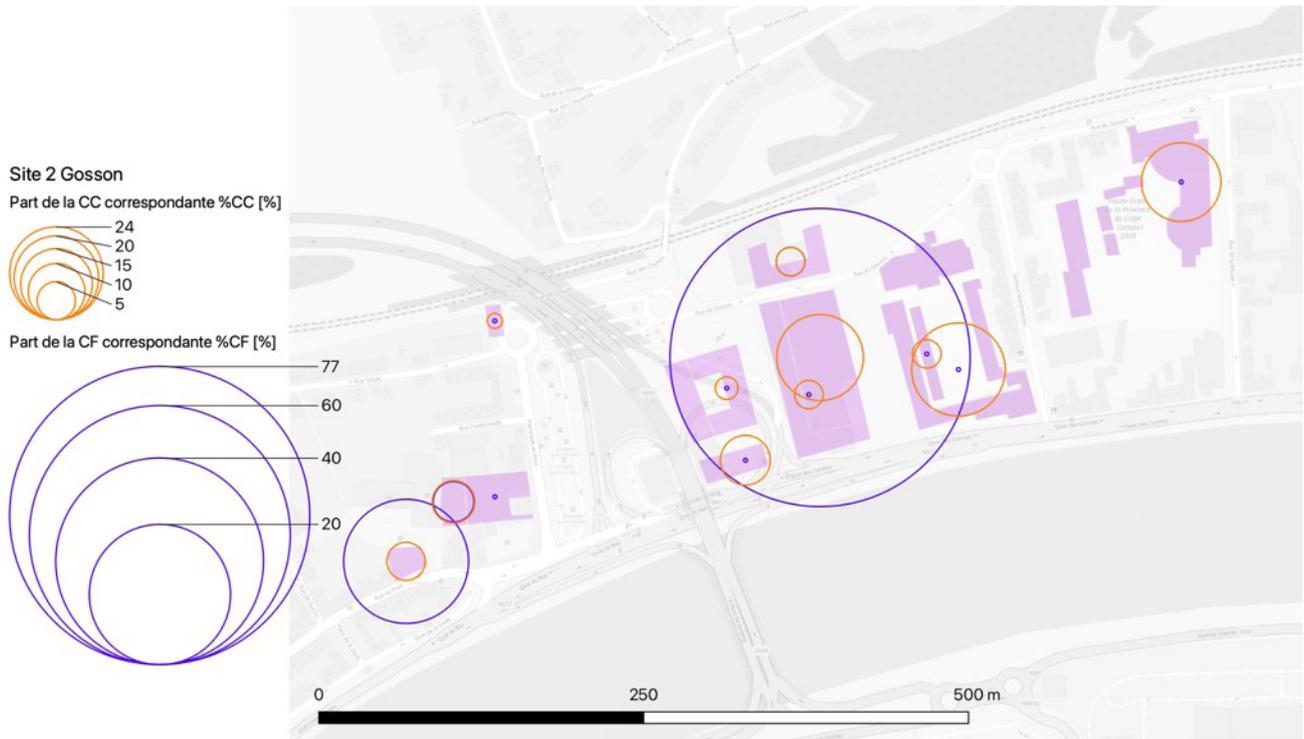


FIGURE 19 : REPRÉSENTATION VISUELLE DE LA PART DES DEMANDES DE CHAUD (%CC) ET DE FROID (%CF) ASSOCIÉE À CHAQUE CONSOMMATEUR POTENTIEL DU SITE ÉTUDIÉ.

Identification de consommateurs supplémentaires potentiels (site étendu)

Les consommations en chaud et en froid ont également été calculées pour les bâtiments existants dans un périmètre élargi autour du site cible. Les consommateurs supplémentaires potentiels, représentant au moins 1 ‰ de la demande totale du site étendu, sont identifiés à la Figure 20. Le Tableau 15 synthétise les résultats obtenus pour le site de Gosson à l'échelle du site cible et du site étendu. Le Tableau 16 fournit les consommations en chaud et en froid des consommateurs supplémentaires principaux.

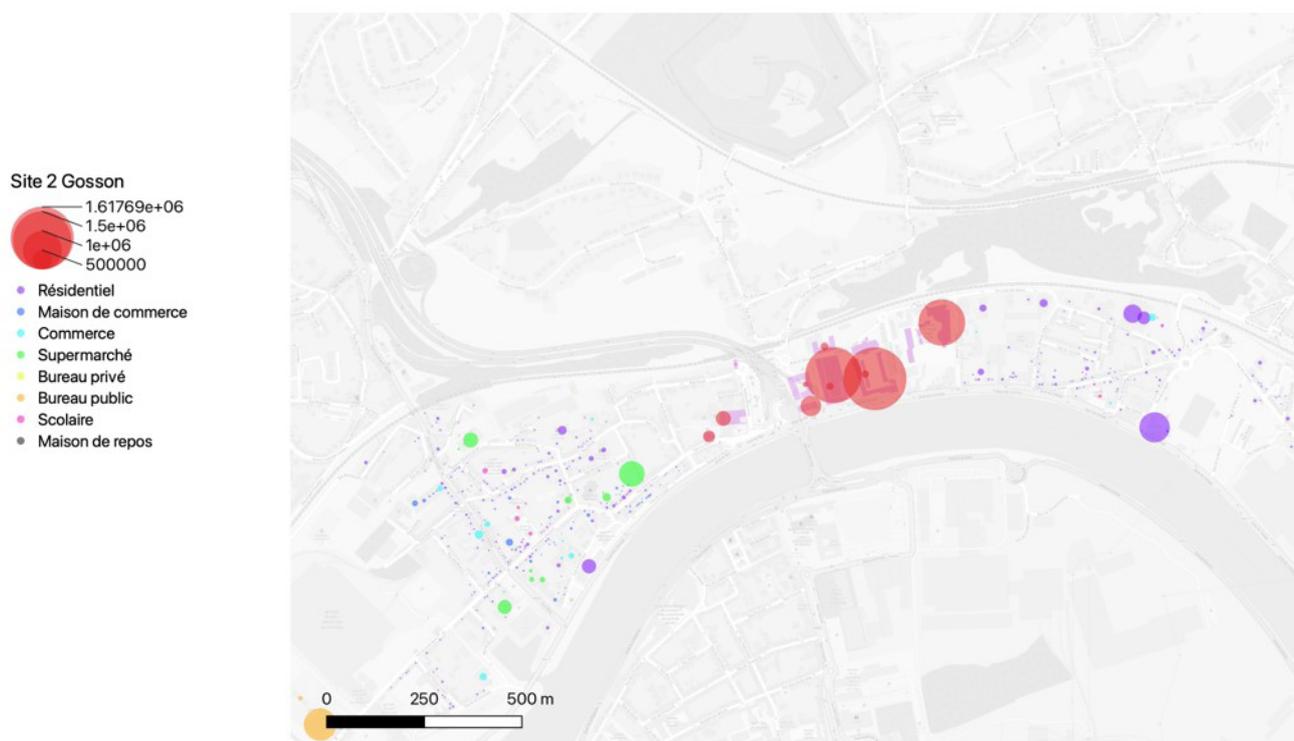


FIGURE 20 : IDENTIFICATION DE CONSOMMATEURS POTENTIELS SUPPLÉMENTAIRES AU SEIN DU SITE ÉTENDU SUR BASE DE LEUR AFFECTATION ET DE LEUR CONSOMMATION EN CHAUD (CC).

TOT		CC [GWh]	CF [GWh]
Site cible		6,7	0,3
Site étendu	434 bâtiments	26,3	1,1
	Total	64,6	1,2

TABLEAU 15 : SYNTHÈSE DES RÉSULTATS DE CONSOMMATIONS EN CHAUD (CC) ET EN FROID (CF) OBTENUS POUR LES SITES CIBLE ET ÉTENDU DE GOSSON.

OBJECTID	Affectation	Conso en chaud [kWh]	Conso en froid [kWh]	% _o CC	% _o CF
2561190	Supermarché	184632	49937	7	46
1028102	Commerce	147888	13825	6	13
1999259	Supermarché	386120	104434	15	95
1401853	Supermarché	211092	57094	8	52
477283	Supermarché	658168	178014	25	162
784409	Commerce	219648	20533	8	19
1758428	Commerce	144144	13475	5	12
1749599	Commerce	150228	14044	6	13
1001784	Supermarché	139160	37639	5	34
568330	Supermarché	126616	34246	5	31
2157513	Supermarché	357504	96694	14	88
3206896	Maison de commerce	94696	5326	4	5
3620171	Commerce	187044	17485	7	16
2718185	Maison de commerce	150328	8455	6	8
1492194	Maison de commerce	98800	5557	4	5
2575644	Bureau public	837900	13358	32	12
217465	Commerce	191412	17894	7	16
TOTAL	17 bâtiments	4 GWh	0,7 GWh	16%	63%

TABLEAU 16 : IDENTIFICATION DES CONSOMMATEURS POTENTIELS SUPPLÉMENTAIRES PRINCIPAUX EN FONCTION DE LEUR PART DE CONSOMMATIONS EN CHAUD (%_oCC) ET EN FROID (%_oCF).

1.5.3. Site Colard à Seraing

Présentation du site

Le site Colard à Seraing est un parc économique existant regroupant 25 organisations, pour un total d'environ 35 000m² construits (Figure 21). Ce site à vocation économique est principalement occupé par 20 entreprises, mais il accueille également trois supermarchés (avec des bureaux à l'étage pour deux d'entre eux), un bâtiment administratif et un restaurant.



FIGURE 21 : PLAN DE SITUATION DES BÂTIMENTS EXISTANTS SUR LE SITE DE COLARD.

Estimation des consommations (site cible)

Les résultats des calculs de la demande en chaud et en froid de chaque consommateur potentiel du site cible sont représentés à la Figure 22. La demande totale pour le site est fournie dans le Tableau 17.

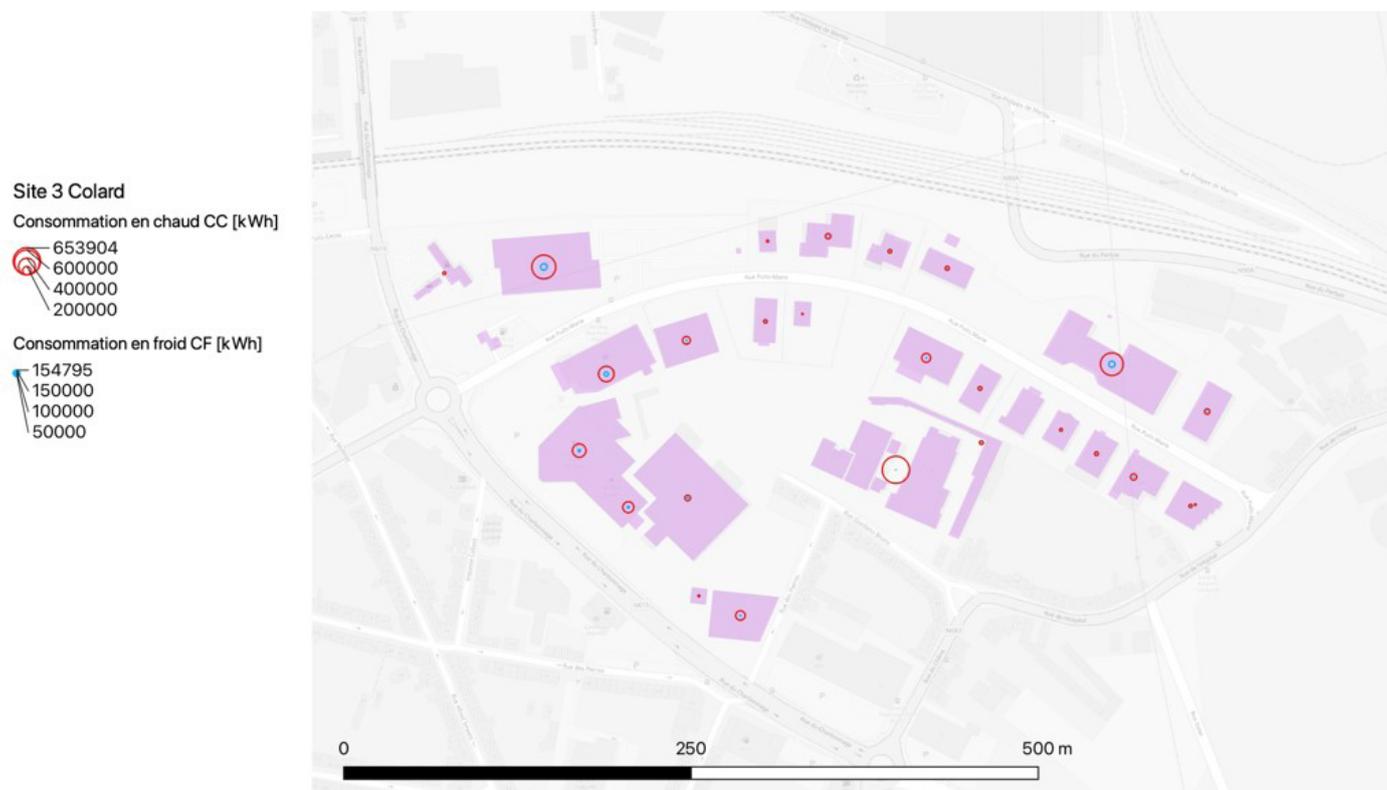


FIGURE 22 : REPRÉSENTATION VISUELLE DES CONSOMMATIONS ANNUELLES EN CHAUD (CC) ET EN FROID (CF) POUR LES CONSOMMATEURS POTENTIELS DU SITE CIBLE DE COLARD (SERAING).

TOT	CC	CF
[kWh]	4 862 543	728 936
[GWh]	4,86	0,73

TABLEAU 17 : ESTIMATION DES CONSOMMATIONS ANNUELLES EN CHAUD (CC) ET EN FROID (CF) TOTALES POUR LE SITE CIBLE DE COLARD.

Identification des consommateurs principaux (site cible)

La Figure 23 représente la part de la demande associée à chacune des 25 organisations présentes sur le site. Quatre d'entre elles correspondent à une part importante de la demande :

- 3 supermarchés représentant 31 % de la demande en chaud et 55 % de la demande en froid ;
- 1 administration représentant 13 % de la demande en chaud.

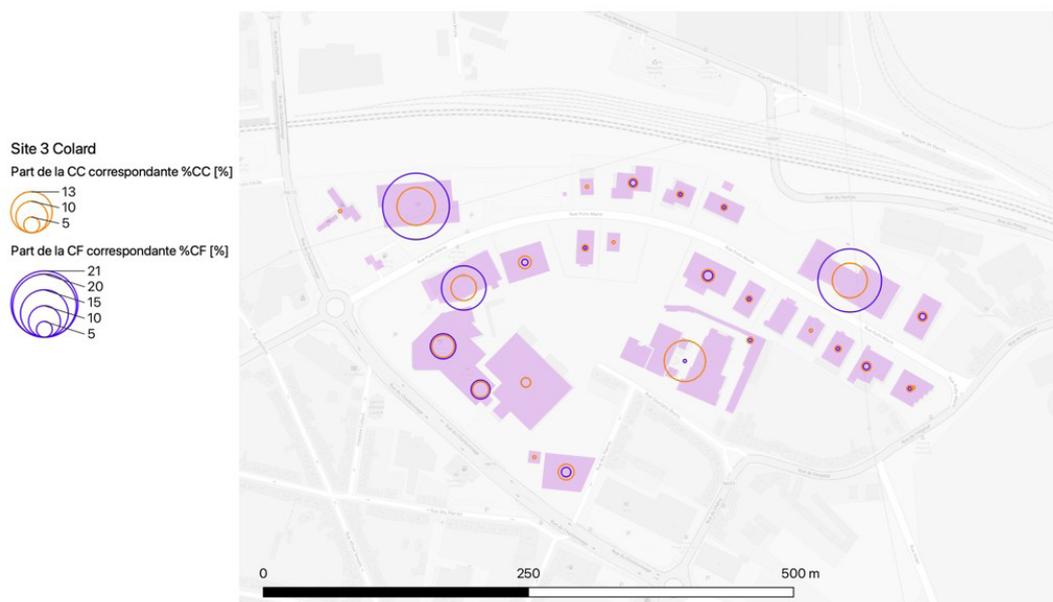


FIGURE 23 : REPRÉSENTATION VISUELLE DE LA PART DES DEMANDES DE CHAUD (%CC) ET DE FROID (%CF) ASSOCIÉE À CHAQUE CONSOMMATEUR POTENTIEL DU SITE ÉTUDIÉ.

Identification de consommateurs supplémentaires potentiels (site étendu)

Les consommations en chaud et en froid ont également été calculées pour les bâtiments existants dans un périmètre élargi autour du site cible. Les consommateurs supplémentaires potentiels, représentant au moins 1 ‰ de la demande totale du site étendu, sont identifiés à la FIGURE 24. Le Tableau 18 synthétise les résultats obtenus pour le site de Colard à l'échelle du site cible et du site étendu. Le Tableau 19 fournit les consommations en chaud et en froid des consommateurs supplémentaires principaux.

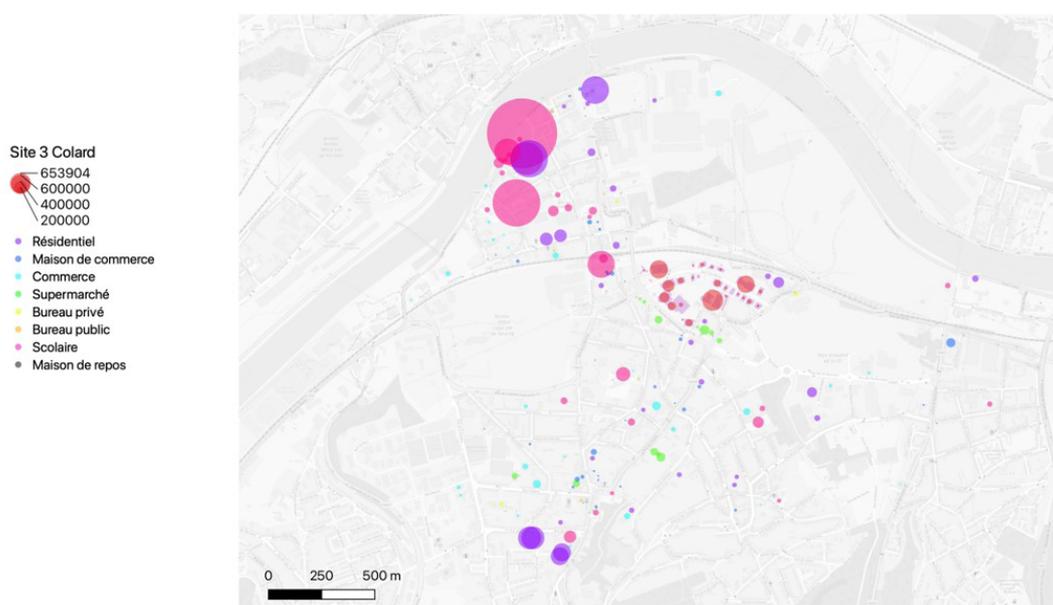


FIGURE 24 : IDENTIFICATION DE CONSOMMATEURS POTENTIELS SUPPLÉMENTAIRES AU SEIN DU SITE ÉTENDU SUR BASE DE LEUR AFFECTATION ET DE LEUR CONSOMMATION EN CHAUD (CC).

TOT		CC [GWh]	CF [GWh]
Site cible		4,9	0,7
Site étendu	220 bâtiments	33,0	2,1
	Total	268,2	2,3

TABLEAU 18 : SYNTHÈSE DES RÉSULTATS DE CONSOMMATIONS EN CHAUD (CC) ET EN FROID (CF) OBTENUS POUR LES SITES CIBLE ET ÉTENDU DE COLARD.

OBJECTID	Affectation	Conso en chaud [kWh]	Conso en froid [kWh]	%oCC	%oCF
2655178	Bureau privé	116318	102697	0	44
337113	Supermarché	244020	66000	1	28
2992462	Supermarché	229124	61971	1	27
773893	Supermarché	194628	52641	1	23
2989645	Bureau privé	133950	118265	0	51
2169353	Bureau privé	61104	53949	0	23
458503	Bureau privé	55176	48715	0	21
2279049	Supermarché	305368	82593	1	36
1816387	Supermarché	247548	66954	1	29
835417	Supermarché	289296	78246	1	34
3308990	Bureau privé	154280	136214	1	59
2717347	Entre 2010 et 2021	884865	0	3	0
2554778	Scolaire	862504	0	3	0
2436853	Scolaire	2233419	0	8	0
2933982	Scolaire	832374	0	3	0
59375	Scolaire	1514622	0	6	0
1321744	Scolaire	1049310	0	4	0
144660	Avant 1971	1192571	0	4	0
3713682	Avant 1971	731735	0	3	0
1737720	Avant 1971	731735	0	3	0
TOTAL	20 bâtiments	12 GWh	0,9 GWh	4%	37%

TABLEAU 19 : IDENTIFICATION DES CONSOMMATEURS POTENTIELS SUPPLÉMENTAIRES PRINCIPAUX EN FONCTION DE LEUR PART DE CONSOMMATIONS EN CHAUD (%oCC) ET EN FROID (%oCF).

1.6. Classement des sites

L'analyse des données collectées a permis de classer les différents sites proposés en fonction de leur potentiel d'accueil d'un pilote. La nécessité d'intégrer de la rénovation énergétique a notamment été prise en compte lorsque des informations à ce sujet étaient disponibles. Le choix du pilote a aussi été motivé par les possibilités d'extension (à court, moyen et long-terme) autour de ce cœur. Le site de Liège-Glain et Saint Nicolas semble le plus favorable à l'implantation d'un projet pilote. Il a donc été sélectionné comme cible pour la réalisation de l'étude de faisabilité.

Critères	Site 1: Glain-Saint-Nicolas	Site 2: Seraing-Gosson	Site 3: Seraing-Collard
Consommation de chaud et froid	23.2/2.2 (Ratio 10.5)	6.7/0.3 (Ratio 22.3)	4.9/0.7 (Ratio 7)
Potentiel sous-sol au droit du site	+++	++	++
Type de bâtiments (logements, bureaux, commerces, écoles...)	Centre hospitalier, salles blanches, maison de repos, logements, bureaux, hôtel, écoles	Logements, commerces, bureaux, écoles, commissariat	Bureaux, Horeca, Entreprises, Commerces, Supermarchés
Neuf et/ou Existant	mixte Neuf/Existant ;		
Principalement neuf et parc de logements publics à rénover en partie	mixte Neuf/existant ;		
Principalement existant à rénover	Existant		
Nombre de consommateurs indépendants (nombre de connexions à prévoir)	Une petite dizaine	Difficile à prédire à ce stade. Les logements (200 ?) sont regroupés dans 5 bâtiments (chaudière commune ?)	25 enseignes / organisations
Identification des 3 plus gros consommateurs dans le périmètre	11 propriétaires: 2 concentrent 30% de la CC (16% CHC et 14% ville de Liège) et 89% de la CF (CHC).	2 propriétaires principaux : HEPL (45% de la CC) et ville de Seraing, mais incertitude puisqu'il s'agit de projets.	25 organisations dont 3 supermarchés représentant 31% de la CC et 55% de la CF, et l'administration 13% de la CC.
Mise en place du réseau de chaleur (voirie)	Tracé de la trans-urbaine	Toutes les voiries dans le périmètre du master plan vont être refaites. TRAM à Jemeppe	A notre connaissance, pas de plans sur l'espace public à ce jour.
Consommateurs potentiels dans zone étendue	Larges besoins de chaud dans le périmètre étendu + un peu de besoins de froid		
Rénovation énergétique	Probable sur certains logements publics, Timing? Degré de rénovation?	En partie mais dans quel timing?	
Horizon temporel des projets dans le périmètre du site	D'après les discussions avec le CHC le timing de 4-5 ans est réaliste pour un ensemble de bâtiments	Tous les acteurs ne seront probablement pas tous en place dans les 5 ans à venir	
Disponibilité de terrain pour implanter un pilote	A priori espace disponible	?	?

Avantages principaux du site:

- Plusieurs types de bâtiments
- Demande de chaud et de froid.
- Peu de consommateurs à solliciter dans un premier temps
- Le projet de la trans-urbaine, opportunité pour le réseau à importance pour l'acceptation sociale
- Potentiel sous-sol le plus élevé

Les sites 2 et 3 restent des sites intéressants mais la demande en surface à caractériser de manière plus précise. Ils semblent plus risqués dans le cadre du développement d'un projet pilote avec le timing considéré (4-5 ans).

Sur base de l'analyse des différents sites, le site de Glain/Saint-Nicolas a donc été sélectionné et l'étude de faisabilité a été réalisée pour ce site.

ÉTAPE 2 : Étude de faisabilité et application du concept géomine au site sélectionné à Liège

2.1. Introduction

L'étape 2 comprend l'analyse des caractéristiques des composantes de surface et du sous-sol du site de Glain/Saint-Nicolas qui a été sélectionné comme site pilote potentiel dans le bassin de Liège. Dans ce chapitre les diverses possibilités de développement envisageables pour ce site sont mentionnées.

2.2. Concept GEOMINE appliqué au site pilote

Durant l'étude de faisabilité, le concept GÉOMINE tel que décrit de façon schématique en Figure 25 a été appliqué au site de Glain/Saint-Nicolas.

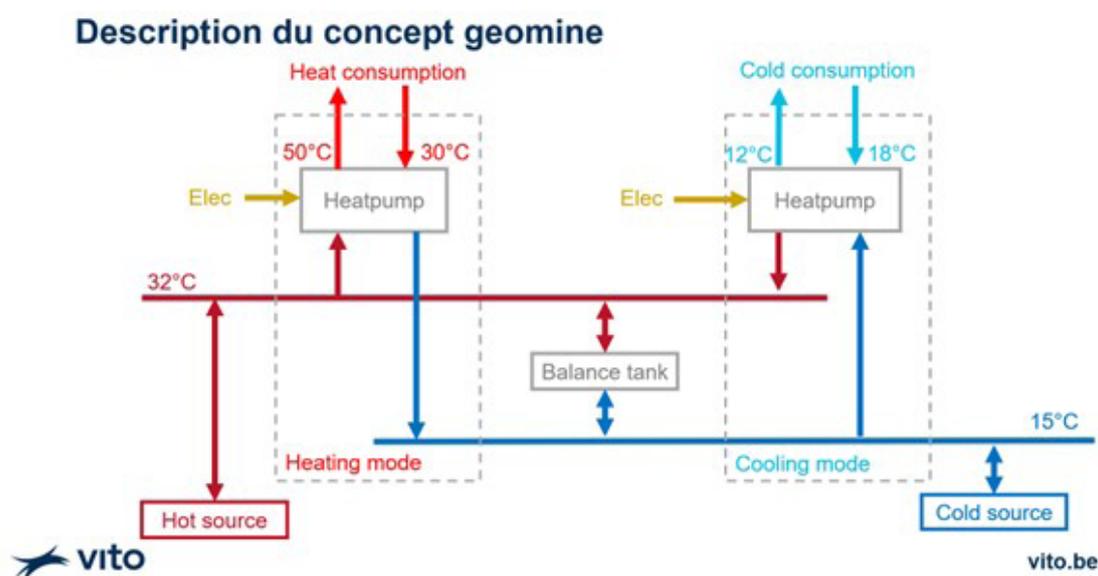


FIGURE 25 : VUE SCHÉMATIQUE DU CONCEPT GÉOMINE. NOTEZ QUE LES TEMPÉRATURES CHAUDES ET FROIDES (CÔTÉ CONSOMMATEUR) SONT INDICATIVES. LE CONCEPT NÉCESSITE L'UTILISATION D'UNE UNIQUE POMPE À CHALEUR (RÉVERSIBLE) PAR SOUS-STATION, CEPENDANT CELLE-CI EST MENTIONNÉE DEUX FOIS SUR LE SCHÉMA AFIN DE MONTRER LA DIFFÉRENCE ENTRE LE MODE CHAUFFAGE ET LE MODE REFOIDISSEMENT.

L'une des étapes initiales de l'étude de faisabilité a consisté à sélectionner les bâtiments susceptibles d'être connectés à un futur système réseau d'énergie thermique de 5GDHC, sur la base de considérations qualitatives et quantitatives. De plus, la capacité de chauffage et de refroidissement disponible, provenant des mines et du système 5GDHC, a été quantifiée. Les données concernant le sous-sol et la demande en surface ont été collectées en se focalisant dans le périmètre du cœur du pilote. L'adéquation entre les besoins thermiques et la disponibilité de la ressource a conduit à la définition d'un scénario de base décrit en termes technico-économiques. Dans le scénario de base, le choix a été fait de ne pas utiliser l'entièreté de la capacité de chauffage et de refroidissement disponible à partir des mines. La capacité résiduelle pourra ainsi être utilisée pour connecter des bâtiments supplémentaires dans le futur par exemple. En considérant cette capacité résiduelle, deux extensions au scénario de base ont été définies au Nord et au Sud. Les deux extensions incluent des zones où des projets résidentiels seront développés au cours de la prochaine décennie. Notons que pour le moment, aucune information concernant la demande et les caractéristiques techniques spécifiques des futurs bâtiments sur ces développements n'est disponible.

Le scénario de base et les deux extensions proposées sont décrits plus en détail dans la section « Définition du scénario de base et des extensions futures potentielles ».

2.3. Synthèse des données de surface

Les données (sous-sol et surface) collectées à l'étape 1 ont été complétées et affinées en se focalisant dans le périmètre du cœur du pilote. L'analyse des informations permet de définir et sélectionner dans le périmètre du site : les prosommateurs à impliquer en priorité, les options de stockage (surface et souterrain) les plus pertinentes, les stratégies de rénovation envisageables, les contributeurs en énergies renouvelables (EnR) basse énergie existants ou potentiels à proximité du site à impliquer dès la phase pilote, la typologie minimale du réseau, les localisations favorables pour les puits et installations de surface, etc. Les options jugées non optimales pour un pilote mais intéressantes dans le cas d'une potentielle phase d'extension ont aussi été analysées.

Premièrement, les bâtiments présents sur la zone d'étude ont été répertoriés. Leurs données et profils de consommation et leurs températures d'alimentation ont ensuite été soit collectées auprès du gestionnaire des bâtiments concernés (lorsque cela était possible) ou estimées sur la base des informations disponibles. Sur cette base, des scénarii de référence ont été proposés et analysés. La demande en surface reflète les besoins et comportements des prosommateurs. L'influence des échanges d'énergie possibles entre acteurs est aussi prise en compte.

2.3.1. Sélection des bâtiments appropriés

La phase 1 du projet a montré que le secteur de Glain/Saint-Nicolas était le plus propice à un projet pilote. Dans la zone, 15 raccordements potentiels pour un futur réseau d'énergie thermique 5GDHC ont été identifiés. Afin de définir les bâtiments les plus appropriés pour un projet pilote parmi ces 15 possibilités, des critères ont été définis.

Un premier critère pour exclure certains bâtiments concerne la température d'alimentation estimée des installations de chauffage des bâtiments. L'objectif de la grille 5GDHC est de fournir un chauffage basse température, de sorte que les bâtiments nécessitant des températures élevées ont été exclus, comme indiqué dans le Tableau 20.

Bâtiments	Température d'alimentation [°C]	Source d'information
CHC-MontLégia Hôpital	55	Le gestionnaire de l'immeuble
LégiaPark	60	Le gestionnaire de l'immeuble
CHC-MontLégia Bat.admin+crèche	60	Le gestionnaire de l'immeuble
ValMosan	50	Estimation Vito; nouvelle construction
Pierre&Nature	60	Le gestionnaire de l'immeuble
Récup'Tout	50	Estimation Vito; nouvelle construction
BureAuxFemmes	35	Le gestionnaire de l'immeuble
HubertGoffin	50	Estimation Vito; nouvelle construction
MauriceYans	50	Estimation Vito; nouvelle construction
BranchePlanchard-BonneFortune	50	Estimation Vito; nouvelle construction
VergersMontegnée	50	Estimation Vito; nouvelle construction
Espérance-BonneFortune	50	Estimation Vito; nouvelle construction

TABLEAU 20 : CONNEXIONS POTENTIELLES ET TEMPÉRATURE DE CHAUFFAGE ASSOCIÉE ESTIMÉE OU RAPPORTÉE

Les autres critères utilisés pour sélectionner les bâtiments prioritaires pour le projet pilote incluent l'impact sur la mixité de la demande (chauffage/refroidissement) ainsi que la temporalité des projets (présence actuelle ou future des bâtiments sur le site). L'accent a été mis sur les bâtiments présentant des besoins en chauffage et en refroidissement. Parmi les 12 connexions restantes après l'application du critère de température d'alimentation, seules 2 ont été identifiées comme ayant une demande estimée à la fois en chauffage et en climatisation : l'Hôpital CHC Mont-Légia et le LégiaPark. Ces deux consommateurs, ainsi que le bâtiment administratif et la maison de retraite, sont déjà présents sur le site, tandis que les autres bâtiments identifiés seront construits ultérieurement. L'application de ces différents critères a permis de définir la fourniture de la chaleur et du froid à l'hôpital et aux bâtiments environnants comme point central du projet pilote.

L'application de ces différents critères a permis de définir la fourniture de chaleur et de froid à l'hôpital et aux bâtiments environnants comme point central du projet pilote. Les bâtiments sélectionnés sont indiqués en gras sur la carte en Figure 26.

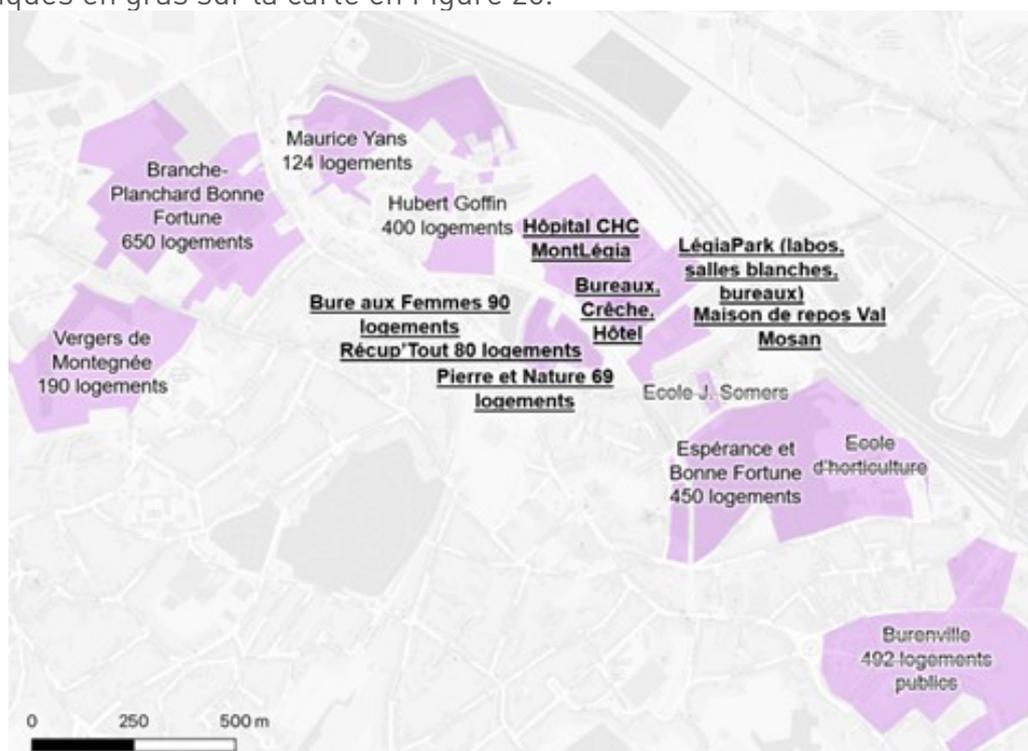


FIGURE 26 : BÂTIMENTS SÉLECTIONNÉS POUR LE SCÉNARIO DE BASE.

2.3.2. Caractéristiques des bâtiments

CHC-MontLégia Hôpital

L'hôpital CHC-MontLégia est le plus grand consommateur d'énergie de la zone, avec une consommation annuelle d'environ 8,3 GWh(th) pour le chauffage et 6,8 GWh(th) pour le refroidissement. Le chauffage est assuré par une combinaison de 4 chaudières à gaz (pour un total de 5.300 kW) et de 2 pompes à chaleur (2 x 682 kW). Ces pompes à chaleur produisent simultanément de la chaleur et du froid. Environ 25 % de la demande de chaleur est couverte par les pompes à chaleur, le reste étant fourni par les chaudières à gaz. La température d'alimentation pour le chauffage est fixée à 55°C. La demande de pointe pour le chauffage est d'environ 2,9 MW.

Le refroidissement est produit par 4 machines de refroidissement (4 x 1.250 kW), 2 free-chillers (2 x 1.250 kW) et les 2 pompes à chaleur précédemment mentionnées (2 x 550 kW). Environ 70 % de la demande de froid est assurée par les pompes à chaleur. La température d'alimentation pour le refroidissement est fixée à 9°C, tandis que la demande de pointe est estimée à 2,2 MW.

Dans le cadre du système Géomine, la production de chaleur et de froid assurée actuellement par les pompes à chaleur est exclue des calculs, car elle constitue déjà un moyen très efficace de production thermique. Par conséquent, seule la demande thermique couverte par les chaudières à gaz et les machines de refroidissement est prise en compte.

LégiaPark

Légiapark se compose de deux bâtiments (A + B) abritant des bureaux et des laboratoires. Chaque bâtiment est chauffé par deux chaudières à gaz de 500 kW chacune, dont une est réservée à la redondance. La consommation totale de chaleur est estimée à 294 MWh. La température d'alimentation pour le chauffage est fixée à 60°C.

Les deux bâtiments sont chacun équipés d'une machine de refroidissement, fournissant environ 7 MWh de froid par an. La température d'alimentation pour le refroidissement est de 8°C.

CHC-MontLégia Bat.admin+crèche

Ce bâtiment comprend des bureaux et des installations de garde d'enfants. Le chauffage est assuré par des chaudières à gaz, produisant 317 MWh de chaleur par an avec une température d'alimentation de 60°C. La demande de refroidissement est estimée à environ 360 MWh par an, avec une température d'alimentation de 9°C.

Pierre&Nature

Ce bâtiment aura une fonction résidentielle et hôtelière. La demande annuelle de chaleur est estimée à 367 MWh, avec une température d'alimentation de 60°C. Aucun besoin en refroidissement n'est prévu pour ce bâtiment.

BureAuxFemmes

Il s'agit d'un projet résidentiel, avec une demande estimée de chauffage et de refroidissement de respectivement 255 MWh et 64 MWh par an. Le chauffage est assuré à une température d'alimentation de 35°C, tandis que le refroidissement est fourni à 17°C.

Autres connexions

Pour les autres consommateurs d'énergie, aucune information spécifique n'était disponible pour être utilisée dans l'étude de faisabilité. Par conséquent, les estimations de l'étape 1 ont été utilisées comme base pour les calculs ultérieurs. Les autres consommateurs sont :

- ValMosan (maison de retraite);
- Récup'Tout (développement résidentiel);
- HubertGoffin (développement résidentiel);
- MauriceYans (développement résidentiel);
- BranchePlanchard-BonneFortune (développement résidentiel);
- VergersMontegnée (développement résidentiel);
- Espérance-BonneFortune (développement résidentiel et commercial).

2.3.3. Définition du scénario de base et des extensions futures potentielles

Tous les bâtiments et projets sélectionnés se caractérisent par leurs besoins thermiques spécifiques, et le futur système Géomine doit être conçu de manière à répondre à ces besoins. La capacité de chauffage et de refroidissement des mines est définie par la température et les débits produits à partir du réservoir minier. Comme ces paramètres ne sont pas connus précisément ils ont été, dans un premier temps, estimés.

Une première estimation sur base du gradient géothermique local et de la profondeur des travaux miniers indique que les températures disponibles sont d'environ 32°C pour la source chaude et

15°C pour la source froide pour des profondeurs de forage de 800 m et 300 m. Ces estimations se basent sur l'hypothèse d'un gradient géothermique de 34°C/km et d'une température de surface moyenne de ~5°C. D'autre part, en se basant sur les débits de production historiques du projet d'Heerlen aux Pays-Bas, et en adoptant une approche a priori conservatrice, le débit maximum est fixé à 120 m³/h. Il correspond au débit d'eau maximum pouvant être extrait ou injecté depuis/vers les puits. La combinaison des températures et le débit considérés permettent de déterminer la capacité maximale de chauffage et de refroidissement du système. Pour l'évaluation du business case, on part du principe que le système est opérationnel 8 700 h/an.

Scenario de base

La connexion de tous les bâtiments et sites sélectionnés nécessiterait des débits qui dépasseraient le maximum estimé. Par conséquent, un sous-ensemble de bâtiments a été établi, pour lesquels la demande thermique pourrait être satisfaite par le système Géomine sans dépasser ses limites de capacité. Ce sous-ensemble est considéré comme le scénario de référence, et les bâtiments inclus sont indiqués sur la carte en Figure 27.



FIGURE 27 : SCENARIO DE BASE

Au total, 7 consommateurs seront raccordés au système du réseau d'énergie thermique 5GDHC, représentant une puissance thermique totale de 2,4 MW(th). Parmi eux, l'Hôpital CHC est le plus grand consommateur d'énergie thermique. Une partie de sa demande est déjà satisfaite par une pompe à chaleur, qui produit à la fois de l'eau chaude et de l'eau froide. Cette portion de la demande est exclue de la conception du système 5GDHC, car elle constitue un moyen très efficace de générer de la chaleur et du froid, et il n'est pas nécessaire de remplacer le système actuel. La demande résiduelle en chaleur et en froid reste trop élevée pour être entièrement couverte par le réseau, car elle utiliserait une grande partie de la capacité thermique disponible. Par conséquent, seule une charge thermique de base a été retenue pour être fournie par le réseau : 500 kW(th) pour le chauffage et le refroidissement. Les besoins thermiques des autres bâtiments ont été intégralement pris en compte dans la conception du système 5GDHC. Pour chaque connexion, la capacité de conception des pompes à chaleur des sous-stations est répertoriée dans le Tableau 21 et la puissance thermique est résumée en Figure 28.

Bâtiments	Sous-stations thermiques [kW(th)]	Sous-stations électriques [kW(el)]
CHC-MontLégia Hôpital	500	99
LégiaPark	500	112
CHC-MontLégia Bat.admin+crèche	400	90
ValMosan	468	80
Pierre&Nature	184	41
Récup'Tout	257	44
BureAuxFemmes	128	11
Total	2.437	477

TABLEAU 21 : CAPACITÉ DE CONCEPTION SOUS-STATION DANS LE SCÉNARIO DE BASE

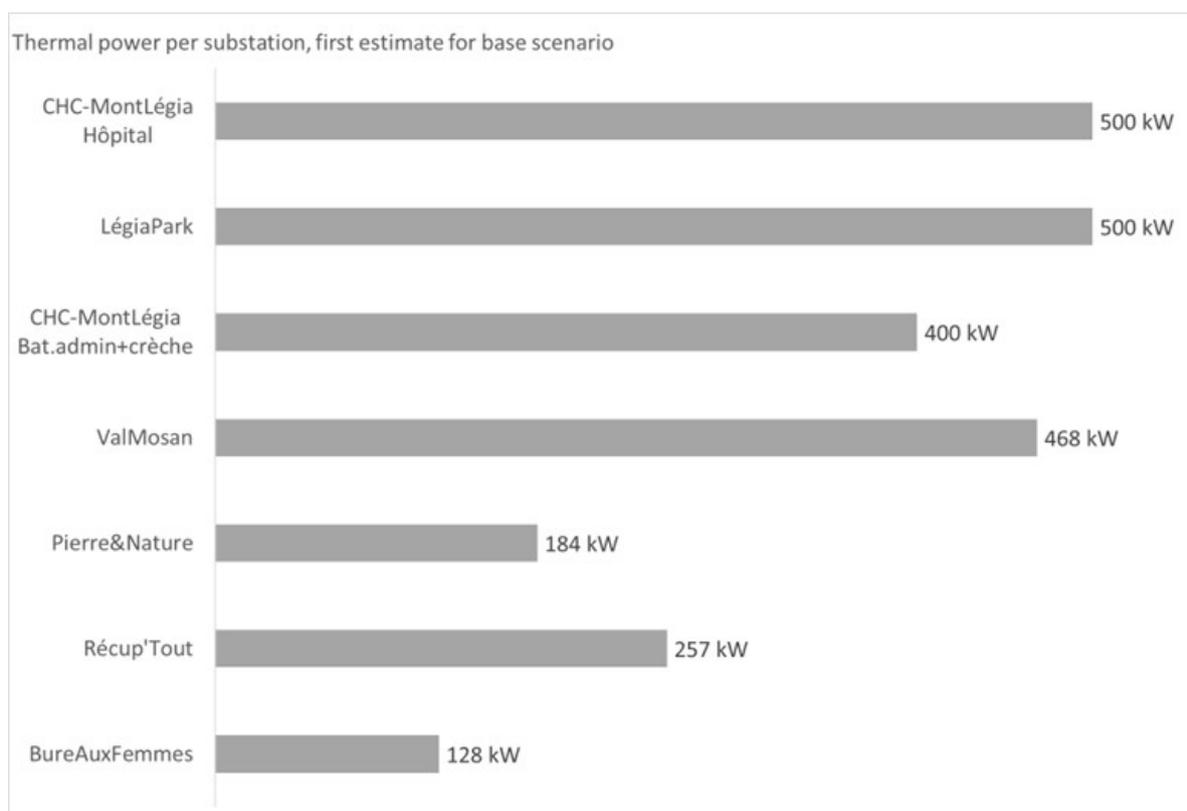


FIGURE 28 : PUISSANCE THERMIQUE PAR SOUS-STATION

Un aperçu des volumes annuels de chaleur et de froid qui seront fournis aux différentes connexions est présenté en Figure 29.

L'ensemble des connexions du scénario de base nécessite une demande maximale de débit d'environ 98 m³/h. Ce débit représente la quantité nécessaire dans une situation où toutes les connexions atteignent simultanément leur demande de chaleur de pointe, ce qui reste un événement rare en pratique. Avec un débit maximal possible des forages estimé à 120 m³/h, la conception du scénario de base reste donc bien dans les limites de la capacité disponible. Cela ouvre la possibilité d'envisager des connexions supplémentaires. Pour cette raison, deux scénarios d'extension ont été définis : le « scénario de base + extension Nord » et le « scénario de base + extension Sud ».

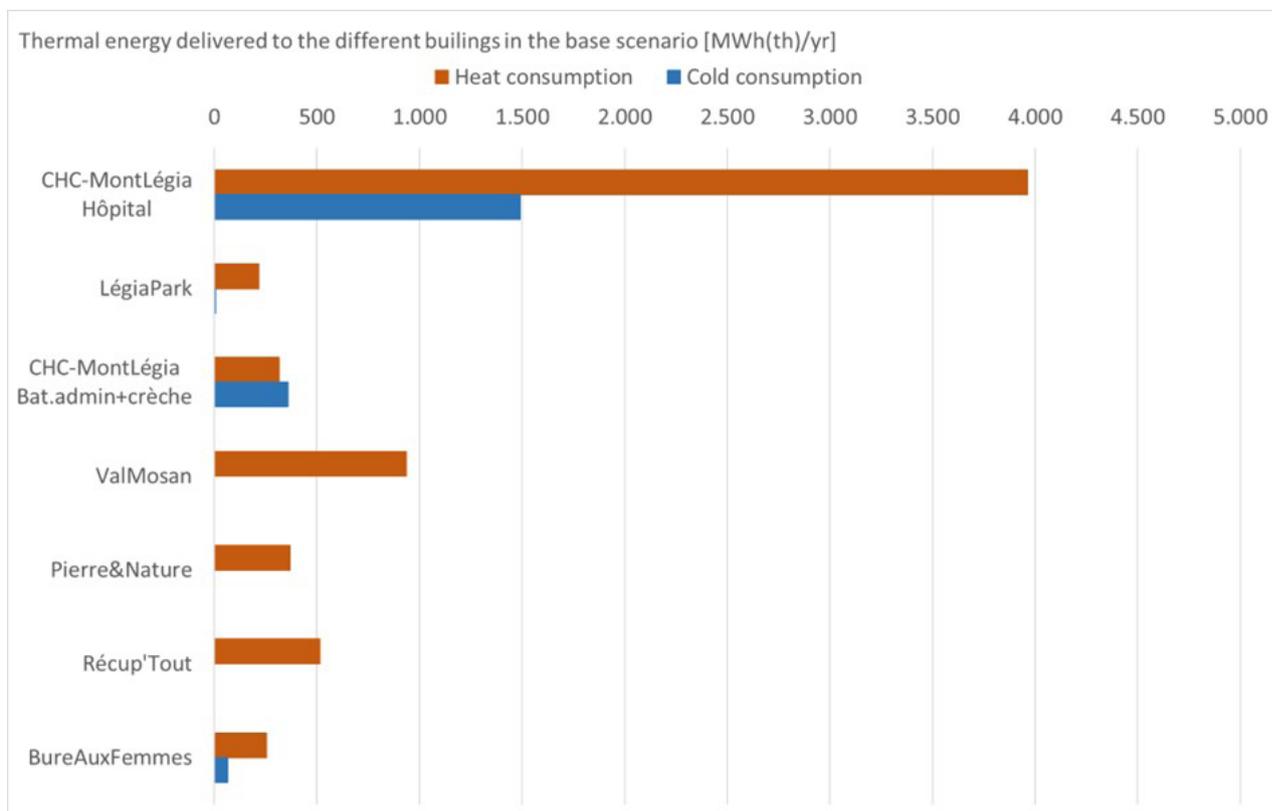


FIGURE 29 : DISTRIBUTION DE CHALEUR ET DE FROID DANS LE SCÉNARIO DE BASE

Scenario de base + extension Nord

La carte en Figure 30 montre les différents bâtiments à raccorder et le tracé du réseau thermique dans le cas d'un réseau étendu vers le Nord.



FIGURE 30 : CARTE DU SCENARIO DE BASE + EXTENSION NORD

Dans ce scénario, un total de 9 consommateurs seront raccordés au système 5GDHC : les 7 bâtiments du scénario de base, auxquels s'ajoutent 2 futurs développements résidentiels :

- « Hubert Goffin » : 400 logements,
- « Maurice Yans » : 124 logements.

Pour ce scénario étendu, une capacité thermique de 4,1 MW (th) devra être connectée. La conception des connexions du scénario de base reste inchangée, tandis que 2 nouvelles connexions sont ajoutées. Les besoins thermiques des projets « Hubert Goffin » et « Maurice Yans » sont considérés comme pleinement satisfaits par la conception du système 5GDHC. Un aperçu des capacités des sous-stations est fourni ci-dessous :

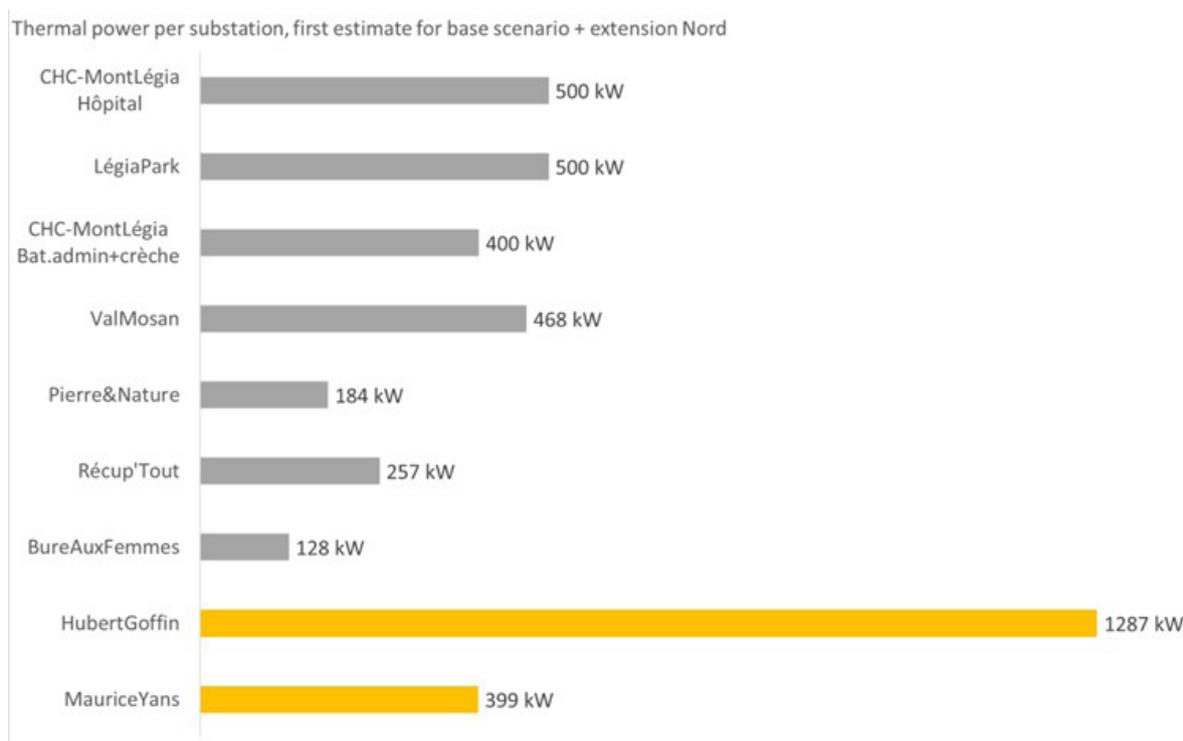


FIGURE 31 : CAPACITÉ DES SOUS-STATIONS SCENARIO DE BASE + EXTENSION NORD

Scenario de base + extension Sud

La carte en Figure 32 montre les différents bâtiments à raccorder et le tracé du réseau thermique dans le cas d'un réseau étendu vers le Sud.



FIGURE 32 : CARTE DU SCENARIO DE BASE + EXTENSION SUD

Dans le deuxième scénario étendu, un total de 8 consommateurs seront connectés au système 5GDHC : les 7 bâtiments du scénario de base, ainsi que « Espérance & Bonne-Fortune », un futur développement résidentiel composé de 450 logements.

Pour ce scénario étendu, une capacité thermique de 3,9 MW(th) devra être connectée. La conception des connexions du scénario de base reste inchangée, avec l'ajout de cette nouvelle connexion. Les besoins thermiques de « Espérance & Bonne-Fortune » sont considérés comme entièrement satisfaits par la conception du système 5GDHC. Un aperçu des capacités des sous-stations est fourni en Figure 33.

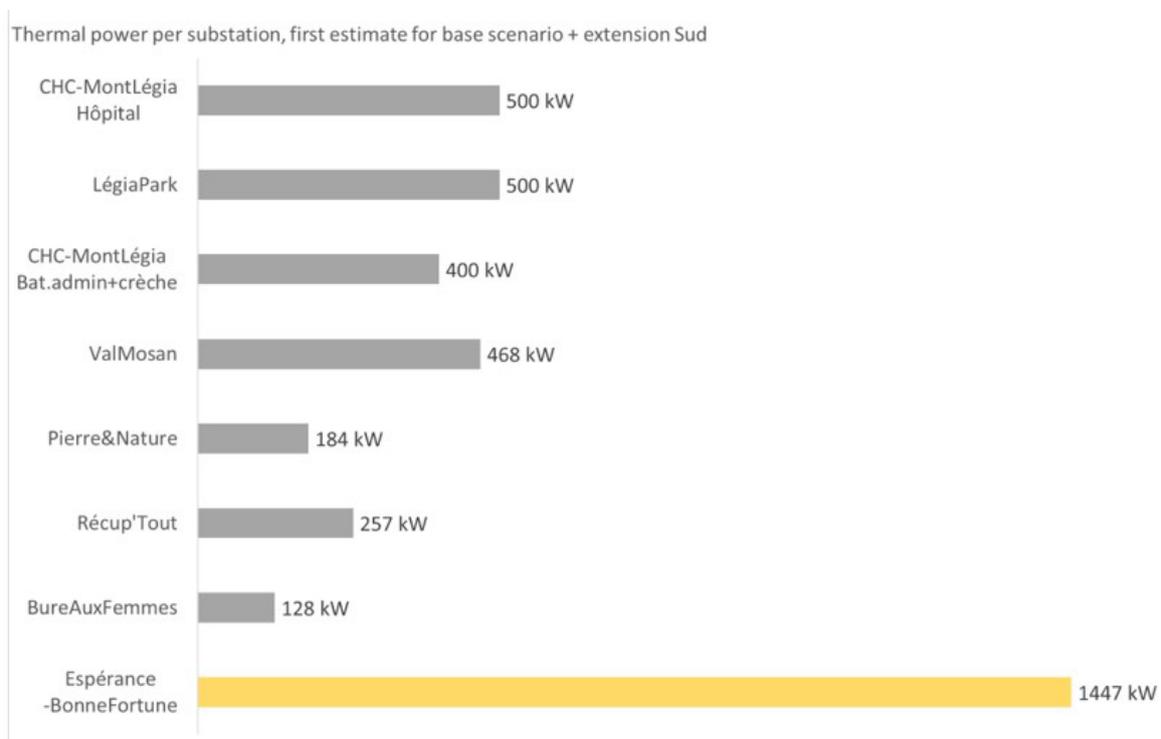


FIGURE 33 : CAPACITÉS DES SOUS-STATIONS SCENARIO DE BASE + EXTENSION SUD

2.4. Collecte et synthèse des données sous-sol

En parallèle de l'analyse des données de surface, la collecte des données relatives au sous-sol a été réalisée. Elle est cruciale pour l'évaluation de la ressource thermique associée aux anciennes mines. Elle comprend l'étude de la géologie et de l'hydrogéologie locale de la couverture et des réservoirs hydrogéologiques sus-jacents éventuels, ainsi que la collecte et la synthèse des données minières de détail disponibles (plans d'exploitation, etc.). Une synthèse du contexte géologique, hydrogéologique et minier local est présentée dans cette section du rapport. Des cartes et des représentations numériques en 3D des ouvrages miniers et de leurs caractéristiques pertinentes ont été établies dans la zone concernée par le pilote.

2.4.1. Définition de la zone d'étude

Le sous-sol de la Ville de Liège et de sa périphérie est constitué des séries houillères datant du Carbonifère supérieur, dont les couches de charbon ont été exploitées de manière extensive par le passé. L'emprise du projet pilote envisagé est présentée en Figure 34, elle est située dans la partie sud de l'actuelle concession de mine de houille de Patience et Beaujonc (n°188 dans l'inventaire du SPW).

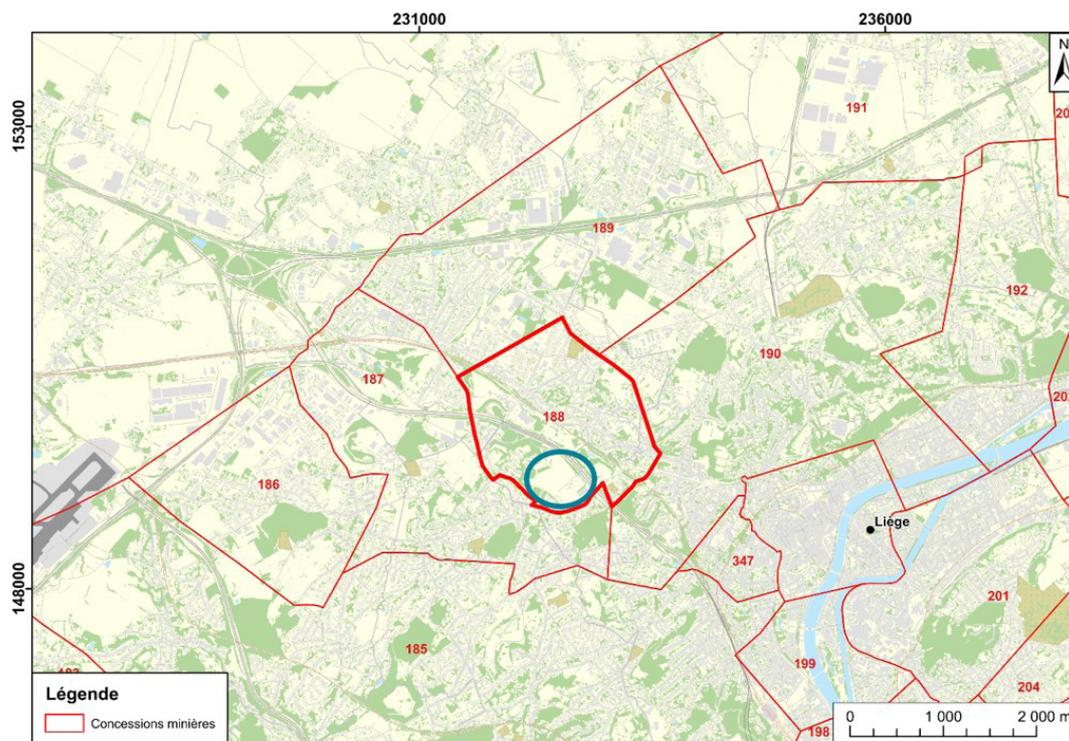


FIGURE 34 : PLAN DE SITUATION DE LA ZONE D'ÉTUDE (CONTOUR BLEU) AU SEIN DE LA CONCESSION MINIÈRE CONCERNÉE.

2.4.2. Cadre géomorphologique, géologique et hydrogéologique

Cadre géomorphologique

Le projet pilote se situe sur la colline de Ans à une altitude d'environ 170 m, à proximité de la vallée de la Meuse qui traverse la ville de Liège à une altitude comprise entre 60 et 65 m environ (Figure 35). Le projet pilote surplombe la concession minière actuellement en retrait de Patience et Beaujonc. La présence de terrils à proximité du site témoigne, de façon visible, du passé minier de la région.

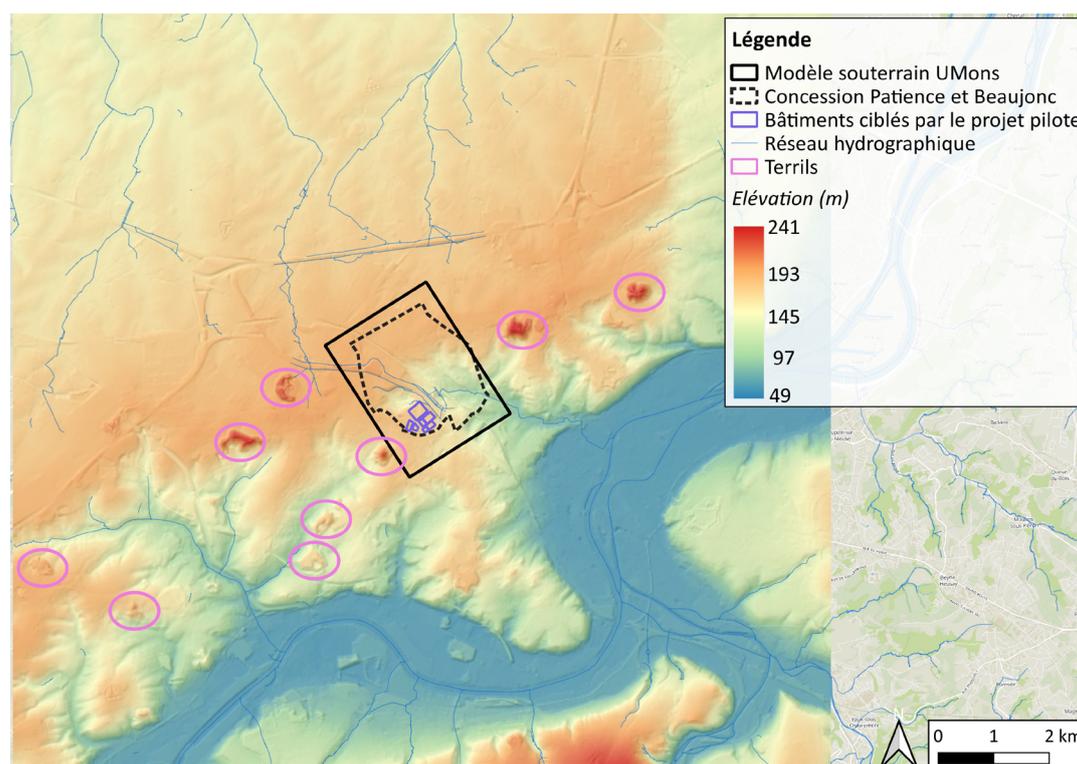


FIGURE 35 : TOPOGRAPHIE ET RÉSEAU HYDROGRAPHIQUE DE LA RÉGION DU PROJET PILOTE (IGN, 2023 ; SPW, 2019).

Cadre géologique

Le projet pilote est localisé à la limite entre le sillon industriel liégeois au sud et à l'est, et la Hesbaye au nord et à l'ouest. Ces deux régions sont caractérisées par des cadres géologiques distincts. Les nouvelles cartes géologiques développées par le SPW ne sont pas encore disponibles pour la région du projet pilote. La description de la géologie se base donc sur les anciennes cartes réalisées par Forir (1897 et 1902).

Dans le sillon industriel, les formations du Paléozoïque affleurent, dégagées par l'érosion (Figure 36). Le socle a été fortement plissé et fracturé lors de l'orogénèse varisque, puis pénéplané. Cette pénéplaine présente un pendage général vers le nord-est. La Faille eifélienne traverse le sud de la région étudiée et marque la limite sud du bassin houiller liégeois. Le Houiller affleure au nord de cette faille, constitué d'une alternance de shales et de grès avec des intercalations de veines de charbon. Leur épaisseur peut atteindre maximum 25 m, mais varie le plus souvent de 0.5 à 1 m. Le Houiller posséderait une épaisseur d'environ 1500 m dans le sillon liégeois, et le bassin comporte approximativement 50 veines de charbon exploitables. Le Dévonien affleure au sud de la Faille eifélienne, principalement formé de grès, shales et calcaires (Ruthy & Dassargues, 2006 ; Ruthy et al., 2016).

En Hesbaye, le socle paléozoïque a été érodé lors d'une phase de soulèvement. Au nord de la région étudiée, seul le Cambro-Silurien subsiste, principalement constitué de grès, shales et phyllades. Le Houiller est néanmoins toujours présent dans la zone du projet pilote, située en bordure sud de la Hesbaye. Ce socle paléozoïque est surmonté de formations datant du Crétacé de pendage subhorizontal (environ 1 % vers le nord). A la base du Crétacé se trouve la Formation de Vaals, argile marneuse également appelée localement smectite de Herve. Son épaisseur augmente d'ouest en est, de quelques mètres à plus de 10 m. Elle est recouverte par la Formation de Gulpen, constituée de craies et comportant des bancs de silex dans sa partie supérieure. Elle est épaisse de plusieurs dizaines de mètres. Finalement, la Formation de Maastricht constitue le sommet du Crétacé dans la région, composée de craies et calcarénites également avec intercalations de bancs de silex. Son épaisseur est d'environ 50 m. Le Crétacé est localement recouvert de sables datant de l'Oligocène. Il s'agit principalement de dépôts continentaux constitués de sables graveleux, avec des zones plus argileuses (Ruthy & Dassargues, 2006 ; Ruthy & Dassargues, 2009 ; Claes et al., 2001a ; Claes et al., 2001b).

Finalement, des dépôts quaternaires recouvrent l'ensemble de la région. Sur le plateau hesbignon, il s'agit de lœss (limons éoliens) possédant une épaisseur variable, allant de 2 m à une vingtaine de mètres. Dans la vallée, les alluvions sont formées de limons fluviatiles d'une épaisseur comprise entre 3 et 8 m, recouvrant des sables et graviers de 2 à 10 m d'épaisseur. Enfin, le colluvium présent sur les versants est composé de limons sableux et argileux avec une fraction plus grossière de nature variable. Il possède généralement une épaisseur de quelques mètres, mais qui peut atteindre une trentaine de mètres en pied de versant (Ruthy & Dassargues, 2006 ; Ruthy et al., 2016).

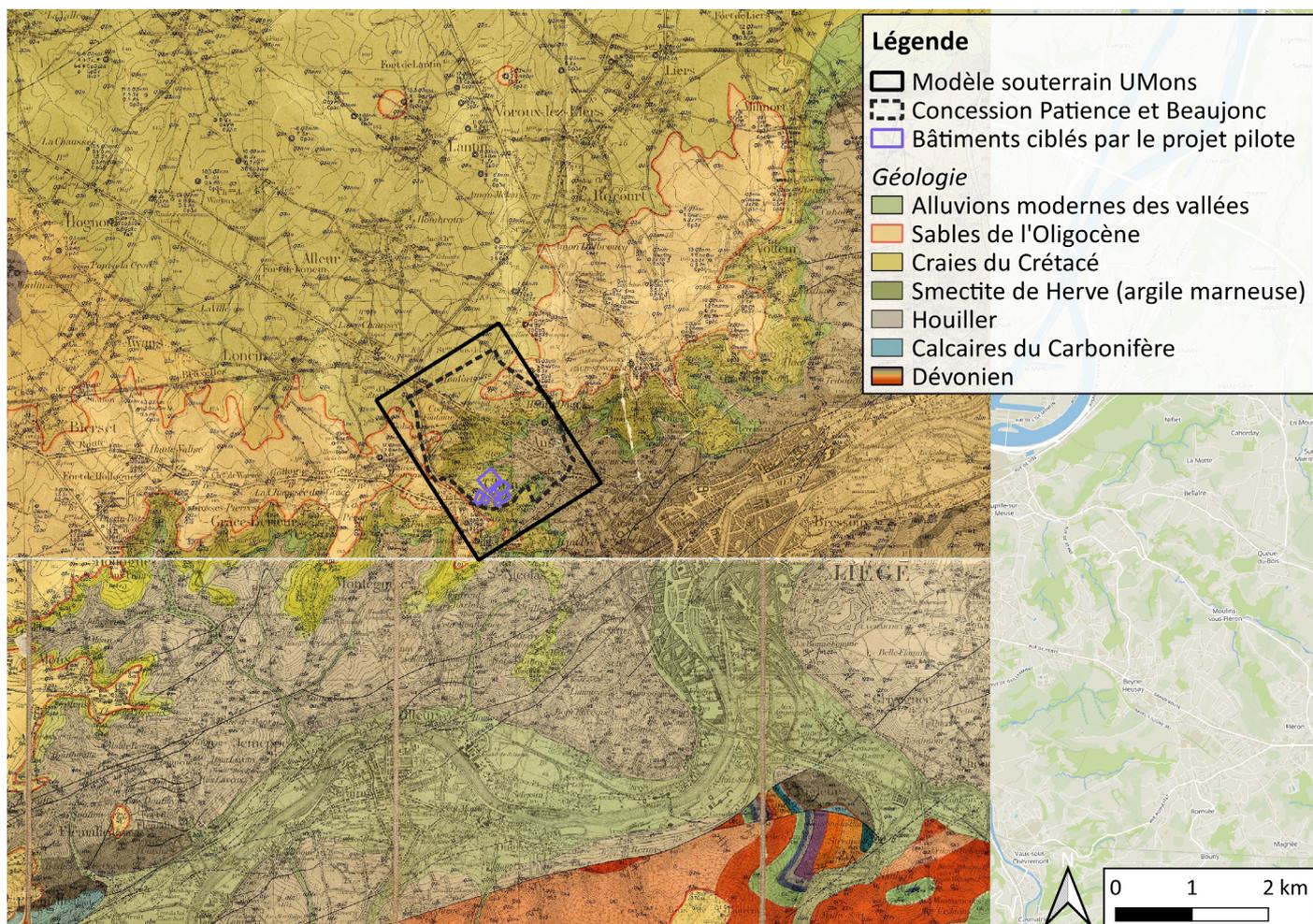


FIGURE 36 : CARTE GÉOLOGIQUE DE LA RÉGION DU PROJET PILOTE (FORIR, 1902 ; FORIR, 1897).

Cadre hydrogéologique

En Hesbaye, l'aquifère principal est la nappe des craies du Crétacé (Figure 37). La craie est un matériau possédant une porosité totale élevée de l'ordre de 40 %, permettant le stockage de l'eau. Cette dernière peut ensuite circuler à travers les fissures et au sein des zones faillées, grâce à une porosité efficace de fissures qui peut varier entre 10 et 15 %. La conductivité hydraulique de l'aquifère varie généralement entre 1×10^{-5} et 1×10^{-4} m/s, mais peut atteindre jusqu'à 1×10^{-3} m/s dans les zones les plus perméables associées aux zones faillées et altérées par dissolution. La nappe est libre dans la région étudiée, et devient captive au nord dans le Limbourg (Région flamande). L'eau souterraine s'écoule du sud-est au nord-ouest avec un gradient de l'ordre de 1% dans la zone cartographiée (amont des galeries de La Compagnie Intercommunale Liégeoise des Eaux (CILE)). La Formation de Vaals sous-jacente, très peu perméable, forme un aquiclude qui joue le rôle de barrière entre l'aquifère des craies et le socle paléozoïque (Ruthy & Dassargues, 2006 ; Claes et al., 2001b).

Cet aquifère représente une importante ressource en eau : plusieurs millions de m³ sont pompés chaque année pour la distribution d'eau dans la région, notamment via les galeries de la CILE. Des aquifères peuvent également être localement logés dans les sables de l'Oligocène, d'une épaisseur de quelques mètres. Enfin, l'eau est filtrée avant d'atteindre l'aquifère crayeux par la couverture limoneuse, qui induit un retard de l'ordre de 1 mois par mètre de limons (Ruthy & Dassargues, 2006 ; Claes et al., 2001b ; Hallet, 2004).

Dans le sillon industriel, le Houiller constitue hydrogéologiquement un 'aquiclude à niveaux aquifères' (Figure 37). Initialement, le Houiller forme un aquiclude de perméabilité et de porosité effective d'écoulement très faibles. Des zones aquifères locales peuvent cependant être logées dans les bancs de grès et de quartzites si ceux-ci sont fracturés, l'eau pouvant alors circuler à travers les réseaux de fissures et fractures. La perméabilité de ces aquifères locaux est dépendante du taux de

fissuration et peut très localement dépasser 1×10^{-5} m/s. De plus, le passé minier de la région (i.e., l'exploitation des veines de charbon suivie du 'foudroyage' des couches sus-jacentes) a contribué à l'augmentation du potentiel aquifère de la formation (Ruthy & Dassargues, 2006 ; Ruthy et al., 2016):

- D'une part, les panneaux exploités, aujourd'hui remblayés ou plus généralement foudroyés, constituent des zones plus perméables avec une porosité efficace plus importante. Il en va de même pour les galeries et les puits miniers, qui jouent le rôle de drains et forment des axes d'écoulement préférentiel. Les zones foudroyées peuvent présenter une perméabilité supérieure à celle des zones fracturées naturellement.
- D'autre part, l'excavation a engendré des affaissements miniers ainsi qu'une fracturation de la roche autour des zones exploitées, induisant une perméabilité plus importante. De manière générale, la conductivité hydraulique du massif houiller entourant les concessions exploitées peut atteindre de l'ordre de 1×10^{-5} à 1×10^{-4} m/s.

L'eau souterraine circulant dans les couches du Houiller est généralement acide, avec une importante concentration en fer et sulfates, due à l'altération/oxydation des pyrites souvent largement présentes dans le Houiller. Il n'existe que peu de données hydrogéologiques disponibles relatives à cette unité, généralement considérée comme un aquiclude et donc peu intéressante pour des puits de production d'eau. Une recherche dans la base de données DixSous indique qu'il n'existe aucun piézomètre dans le Houiller dans un rayon de 2.5 km autour du projet pilote. Quelques cartes piézométriques locales sont néanmoins disponibles, montrant les tendances piézométriques les plus probables de cet aquifère de fissures du Houiller. Il n'en existe cependant pas pour la zone du projet pilote. Il est supposé que la Meuse constitue un exutoire de la nappe et que, dans la zone du projet, les eaux souterraines dans le Houiller s'écoulent vers celle-ci. Dans la vallée, l'écoulement a plutôt tendance à suivre celui de la nappe alluviale, avec un niveau piézométrique légèrement supérieur de 10 à 20 cm. La nappe est semi-captive (Ruthy & Dassargues, 2006).

Les alluvions constituent également l'aquifère alluvial de graviers, d'une largeur moyenne de 1.5 km dans la région du projet pilote. Cet aquifère peut être légèrement et localement captif sous la couverture limoneuse fluviale. L'aquifère est également rechargé par les eaux pluviales, les aquifères superficiels des versants et le Houiller sous-jacent (par surcharge). Dans la zone étudiée, la Meuse est globalement drainante et l'écoulement est dirigé vers celle-ci. La conductivité hydraulique de l'aquifère alluvial est de l'ordre de 1×10^{-4} à 1×10^{-2} m/s (Ruthy & Dassargues, 2006 ; Ruthy et al., 2016).

Finalement, au sud de la région du projet pilote, les calcaires du Carbonifère constituent un aquifère de fissures, et les différentes unités du Dévonien forment des aquifères, aquitards ou aquicludes, selon la lithologie et le taux de fracturation (Ruthy & Dassargues, 2006 ; Ruthy et al., 2016).

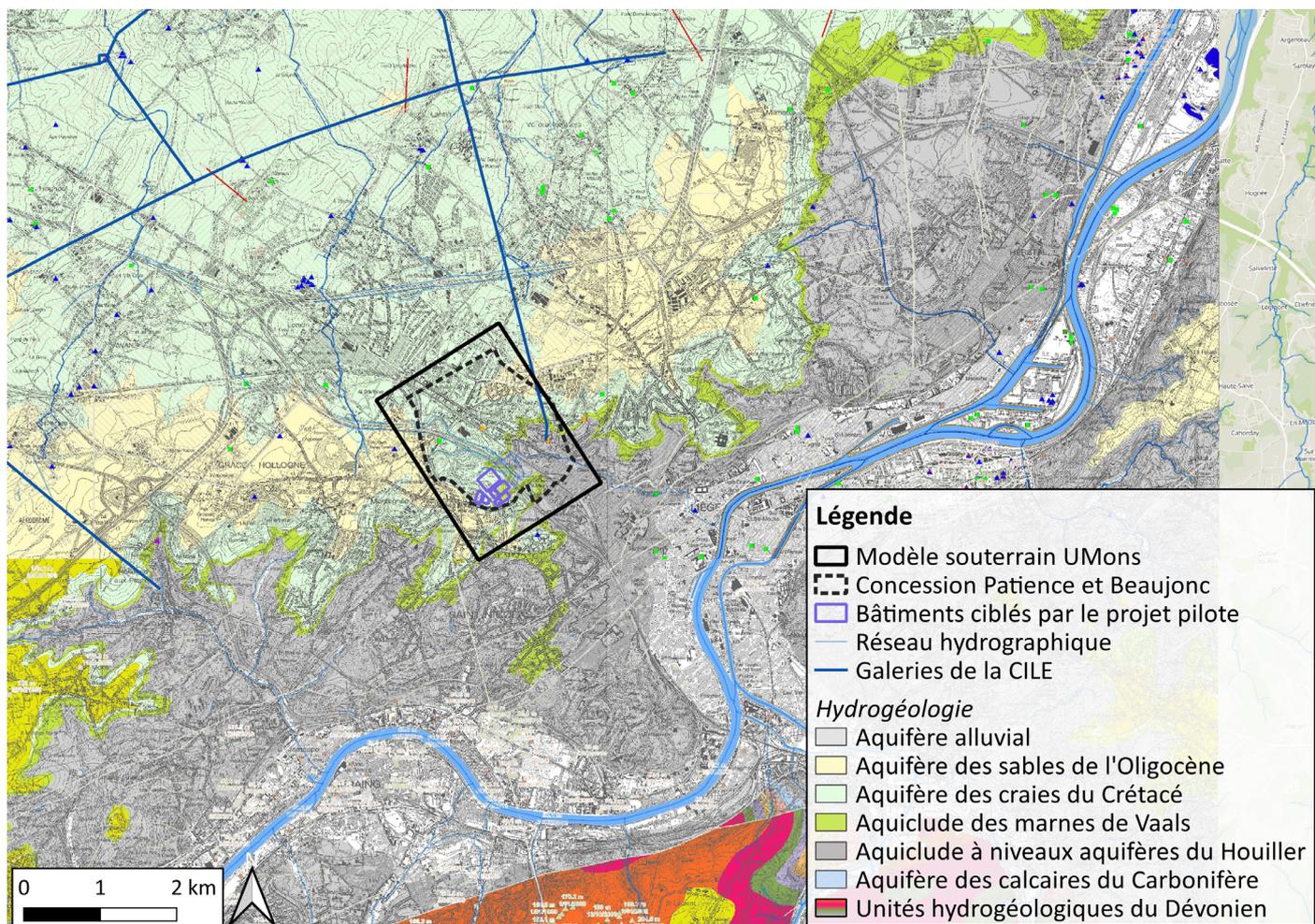


FIGURE 37 : CARTE HYDROGÉOLOGIQUE DE LA RÉGION DU PROJET PILOTE (RUTHY, 2006 ; RUTHY & WILLEMS, 2015).

Exploitation des aquifères et galeries d'exhaure

Une recherche dans un rayon de 2.5 km autour du projet pilote a été effectuée dans la base de données DixSous afin de déterminer les captages en activité dans la zone étudiée (Figure 38).

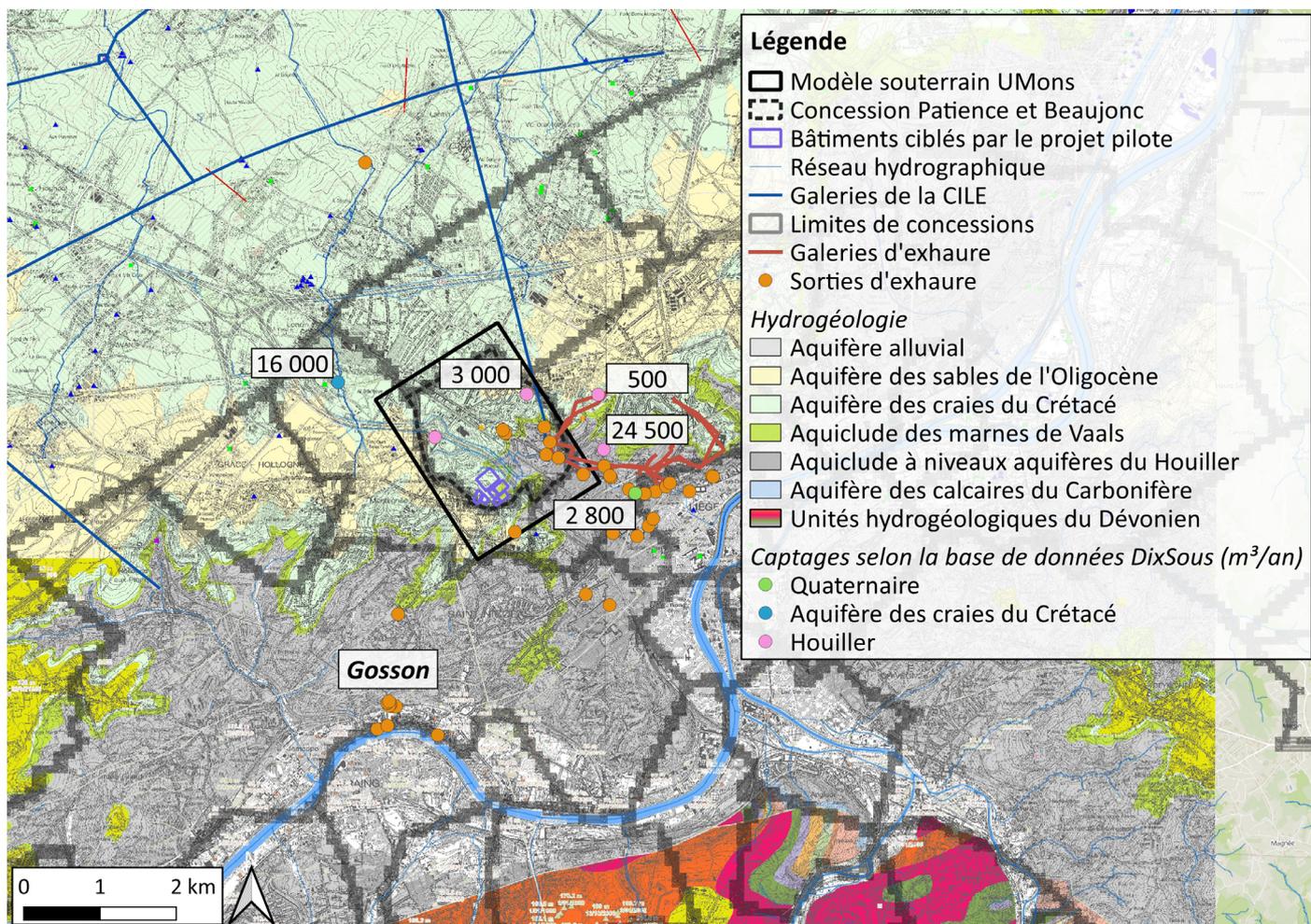


FIGURE 38 : CAPTAGES (BASE DE DONNÉES DixSous, DÉBIT MAXIMAL AUTORISÉ) ET GALERIES ET SORTIES D'EXHAURE (ISSEP) DANS LA RÉGION DU PROJET PILOTE. LES NOMBRES CORRESPONDENT AUX DÉBITS DE PRODUCTION ANNUELLE DES CAPTAGES.

Quatre captages exploitent le Houiller dans la région, dont deux situés au sein de la zone pour laquelle le modèle souterrain est développé. Le plus important, dans le Houiller est un captage appartenant au Collège provincial de Liège, qui a l'autorisation de pomper 25 000 m³/an. Les craies de Hesbaye sont également sollicitées pour un processus de refroidissement d'une entreprise (16 000 m³/an), et par les galeries captantes de la CILE qui permettent d'extraire plus d'un million de m³/an de l'aquifère au nord de la zone modélisée. Enfin, un captage exploite également le Quaternaire (2 800 m³/an).

Quelques galeries minières d'exhaure sont connues de l'ISSEP dans la région du projet pilote (Figure 38). De manière générale, les sorties d'exhaure connues semblent être situées en bordure des concessions. Il est cependant difficile d'associer ces exhaures à une concession en particulier. Les débits sont connus uniquement à l'exhaure du Gosson situé hors de la concession étudiée dans le cadre de ce projet. Depuis le début des mesures en septembre 2011, le débit à l'exhaure augmente (Figure 39), passant d'environ 8 L/s (\approx 30 m³/h), à 45 L/s (\approx 160 m³/h) en 2022. Il ne suit pas la tendance des précipitations. L'augmentation pourrait peut-être s'expliquer par le rebond minier ou une éventuelle modification des écoulements liée par exemple à des phénomènes de colmatages/décolmatages. Cependant, s'agissant du seul point pour lequel des données sont disponibles, il n'est pas possible de tirer de réelles conclusions pour la région étudiée.

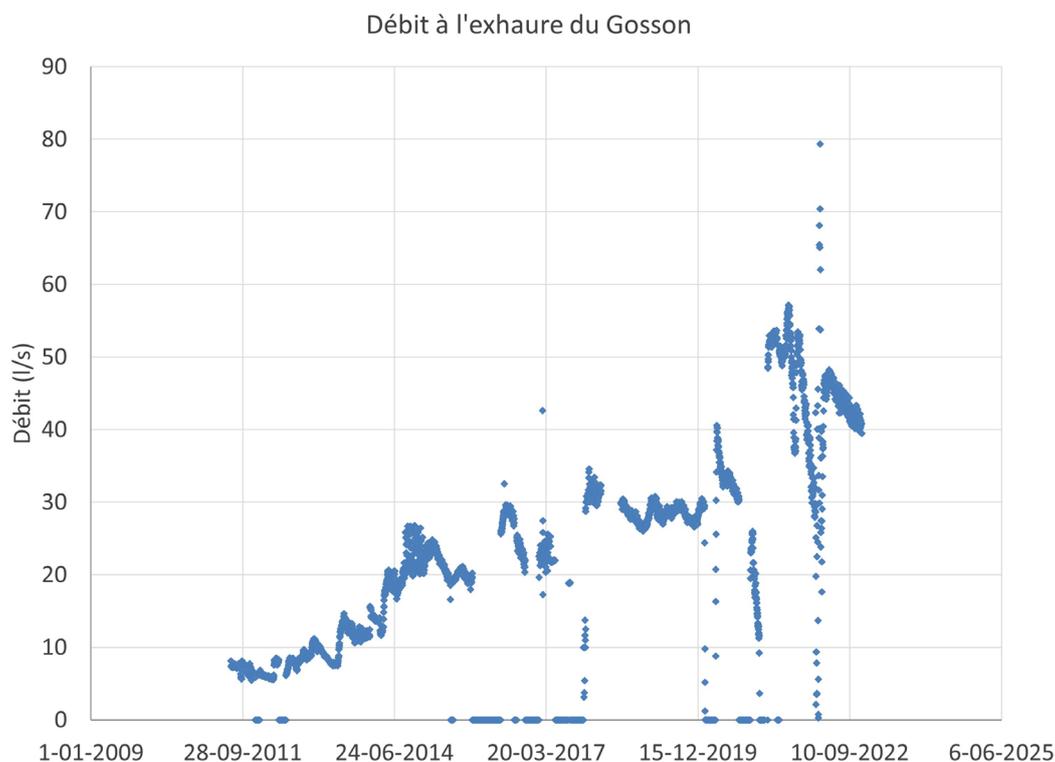


FIGURE 39 : ÉVOLUTION DU DÉBIT À L'EXHAURE DE GOSSON AU COURS DU TEMPS (DONNÉES DE L'IS-SEP).

2.4.3. Contexte minier

L'emprise du projet pilote en géothermie minière envisagé est située dans l'actuelle concession de mine de houille de Patience et Beaujonc (n° 188 dans l'inventaire du SPW).

L'origine de cette concession provient de la fusion en 1839 de plusieurs sociétés actives dans ce périmètre (de Jaer & Yans, 1948) :

- La société de la Conquête, dont un des puits était dénommé « Patience » ;
- La société de Beaujonc, dont l'origine remonterait à l'an 1538 (de Jaer, 1948) ;
- La société de Loffeld.

La société résultante prend le nom de Patience et Beaujonc, de même que la concession constituée en 1841.

Durant le Moyen-Âge jusque dans le courant du 19^e siècle, la gestion des eaux dans les anciennes mines fait l'objet de mesures spécifiques dans le Bassin de Liège :

- Au niveau de l'exploitation, il est prescrit de commencer l'exploitation à partir du niveau le plus bas et de remonter progressivement, de sorte à atteindre en dernier lieu le voisinage des niveaux les plus dangereux que sont les anciennes exploitations superficielles ennoyées (les « bains ») (Caulier-Mathy, 1971). Le puits de Beaujonc est assez symbolique des dangers liés aux anciennes exploitations, puisqu'en 1812 une catastrophe durant laquelle des eaux d'anciens travaux ont envahi la mine est devenue célèbre par l'action héroïque d'Hubert Goffin.
- Au niveau de l'exhaure, comme dans les autres bassins wallons des galeries d'écoulement sont également creusées pour assécher la partie superficielle du gisement, mais ici les eaux étaient dirigées vers la vallée de la Meuse et utilisées comme source d'eau potable pour la ville de Liège (de Jaer & Yans, 1948). Ces galeries y sont appelées les araines (ou areines) et les xhorres. D'ailleurs, une areine dénommée « galerie des maître de la Conquête » part des puits Mamonster et Beaujonc et débouche dans le quartier de la Place Saint-Lambert (Figure 40).

Au début du 19^e siècle, différents puits (« bures ») sont actifs dans la concession : Mamonster (1796-1817), Patience, Loffeld, Beaujonc, Bure aux Femmes, ainsi que quelques puits de peu d'importance tels que Renard et Chayecotte.

Le nombre de sièges actifs se réduit dans le courant du 19^e siècle. Au début du 20^e siècle, seuls Beaujonc, Fanny (créé en 1894) et la Bure aux Femmes sont en activité dans la concession. Ils fermeront respectivement en 1922, en 1942 et le 12/12/1969 (sources : Annales des Mines de Belgique). Notons que la bure de Beaujonc est convertie après arrêt de l'extraction en puits d'aéragé pour le siège Bure aux Femmes.

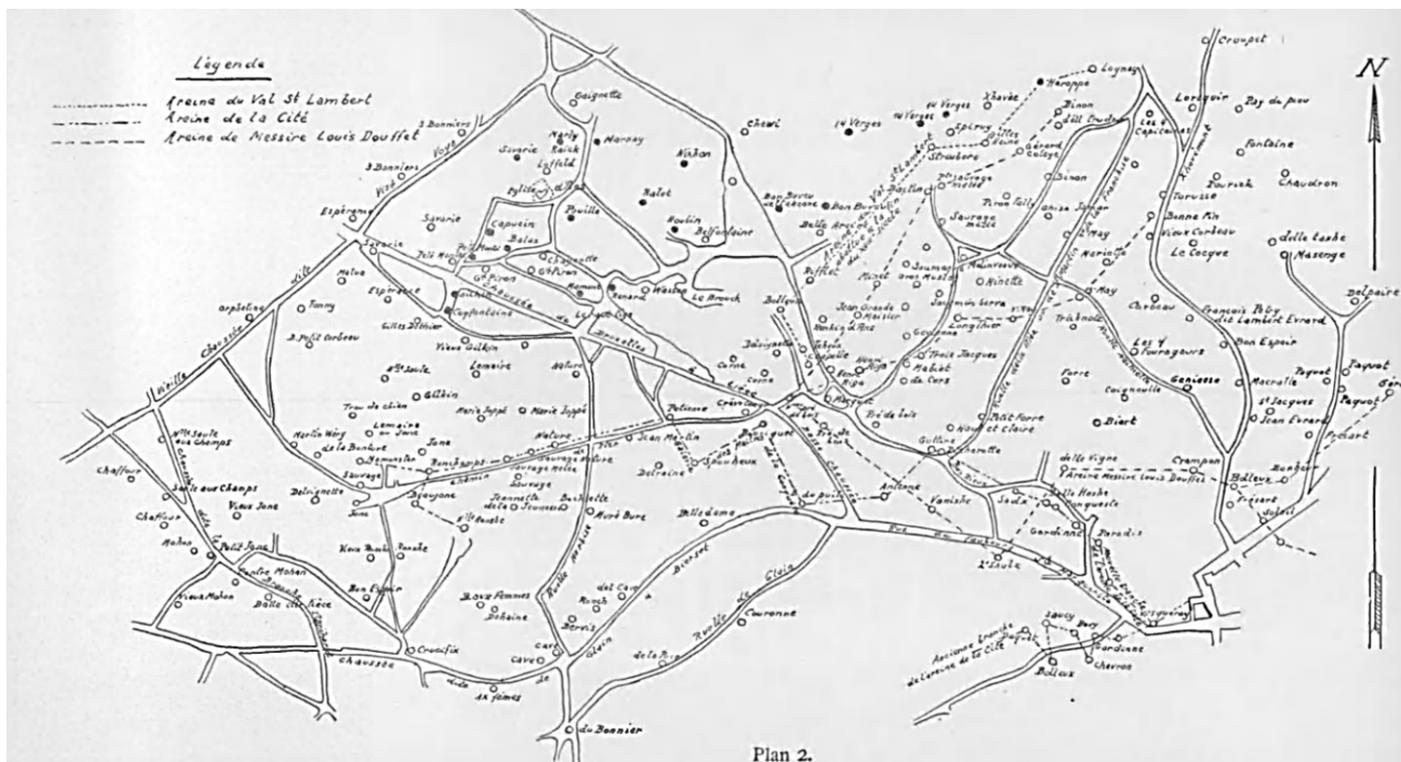


FIGURE 40 : PLAN D'ARENES SITUÉES AU NORD DE LA VILLE DE LIÈGE (DE JAER & YANS, 1948).

La concession comprend une trentaine de couches de charbon exploitables. Les caractéristiques des couches supérieures, également présentes dans la concession voisine de l'Espérance et Bonne-Fortune, sont présentées au Figure 41 ci-dessous. Dans ce tableau, la puissance en charbon correspond à l'épaisseur cumulée en charbon, tandis que l'ouverture totale comprend les éventuels interlits pélitiques ou gréseux présents au sein de la couche de charbon.

NOMS DES COUCHES		PUISSANCE	OUVERTURE	QUALITÉ
		EN CHARBON	TOTALE	
1	Crusny	0.80 à 1.00	0.90 à 1.10	Charbons à coke
2	Pawon	0.55 à 0.65	0.65 à 0.80	
3	Rosier	0.59 à 0.65	0.75 à 0.85	
4	Grande-Veine	0.90	1.10	Charbons gras
5	Charnapré	0.50 à 0.72	0.55 à 1.20	
6	Maret	0.70	0.85	
7	Quatre Pieds	0.75 à 0.97	1.65 à 1.80	Charbons demi-gras
8	Cinq Pieds	0.54 à 0.65	0.70 à 0.75	
9	Cochet	0.50	1.50	
10	Besline-Grignette	0.50 à 0.55	0.60	Charbons demi-gras
11	Trouvée	0.35 à 0.40	0.80 à 0.98	
12	Dure-Veine	0.75	1.15	
13	Gosmin	0.36	0.42	Charbons quart-gras flambants
14	Béguine	0.37	0.74	
15	Veinette	0.50	0.87	
16	Petit-Chat	0.40	0.80	Charbons quart-gras flambants
17	Massy-Veine	0.46	0.95	
18	Quatre Pieds inférieur	0.66	1.20	
19	Cinq Pieds inférieur	0.45	0.80	Charbons maigres anthraciteux
20	Six Poignées	1.40	1.70	
21	Grande-Veine } réunies			

FIGURE 41 : COUCHES DE CHARBON EXPLOITABLES SUR LA CONCESSION DE L'ESPÉRANCE ET BONNE-FORTUNE AVEC LEURS ÉPAISSEURS (SOURCE : S.A. DES CHARBONNAGES DE L'ESPÉRANCE ET BONNE-FORTUNE, 1905).

Sur base des éléments que le SPW-DRIGM a recueilli dans les archives et encodées dans la BD-Mines, les caractéristiques d'un certain nombre de puits ont pu être synthétisées et sont disponibles dans le Tableau 22 ci-dessous.

Nom	Profondeur [m]	Section [m]
Bure aux Femmes	944	3.10 x 4.30
Bure Beaujonc	780	2.20 x 5.60
Puits Fanny	572	D = 4.25
Puits Lofeld I	52	D = 2.00
Puits Mariette I	474.9	D = 3.30
Puits Mariette II	28	D = 3.30
Puits sur Charnapré	28	D = 2.80
Bure Mamonster	240	?
Bure Tricnote	140	?

TABLEAU 22 : CARACTÉRISTIQUES DES PUIITS PRÉSENTS DANS LA ZONE D'ÉTUDE (EXTRAIT DE LA BD-MINES, SPW-DRIGM, COM. PERS.).

Afin d'obtenir des données complémentaires concernant l'état des puits, la nature du remblai comblant les puits, l'exhaure, etc., le dossier d'archives de la concession de Patience & Beaujonc conservé au SPW-DRIGM (bureau de Liège) a été consulté et analysé.

Notons que dans l'acte de concession datant du 4 janvier 1841 sont évoqués quelques informations relatives à l'hydrogéologie des mines et des ouvrages associés. Ainsi, on apprend que la Ville de Liège s'oppose à la demande de concession, car elle estime que les travaux d'exploitation dans la partie sud du territoire de Patience & Beaujonc pourraient entraîner le tarissement des fontaines de cette ville. En outre, la présence de « bains » est reconnue dans d'anciens travaux, en particulier dans les couches Marais [Maret] et 4 pieds [supérieur], à la limite avec l'ancienne concession d'Espérance

Les données concernant l'exhaure sont relativement rares mais permettent d'avoir un ordre de grandeur des volumes annuels concernés. En 1927, les installations d'exhaure mises en place étaient capables de pomper au maximum 250 m³/h et 150 m³/h, respectivement au puits Bure aux Femmes et au puits Beaujonc. Le volume total d'exhaure totale pour l'année 1926 était de 1.334.580 m³ (soit en moyenne 153 m³/h).

Après la fin de l'exploitation de la concession qui était programmée pour le 31/12/1969, l'exhaure a été exceptionnellement poursuivie jusque le 31/12/1974. Cette prolongation avait pour objectif pour protéger la mine contigüe d'Espérance et Bonne Fortune d'une augmentation de l'exhaure qui aurait été provoquée par l'ennoyage des mines de Patience & Beaujonc. Cela implique que, malgré les épontes existantes entre les deux concessions, les exploitants connaissaient l'importance des écoulements qui pouvaient y transiter. À l'époque, le Ministère des Affaires Economiques avait proposé que les dépenses d'exhaure à Patience & Beaujonc seront couvertes par des subventions d'Etat, comme pour Gosson-Lagasse. Ce subside 100% public a d'ailleurs été sanctionné par un arrêté royal le 10/7/1970.

Il était attendu de maintenir l'exhaure à la Bure aux Femmes et à Beaujonc sur les étages 405, 460 et 930 m. Ces étages sont alors respectivement équipés d'une ou plusieurs pompes pour des capacités maximales de 100 m³/h, 322 m³/h et 135 m³/h.

L'abandon des puits est notifié le 27/11/1974, et activée à partir du 31/12/1974. Des murs en maçonnerie d'environ 2 m de haut et de 1 m d'épaisseur étaient prévus à environ 6 m en retrait des envoiyages suivants :

- À la Bure aux Femmes : 360 m ; 460 m (double) ; 760 m (double) ; 930 m
- À Beaujonc : 360 m ; 460 m ; 695 m ; 760 m.

Ces murs étaient destinés à retenir le pied de talus des schistes qui seront utilisés ultérieurement pour le remblayage des puits. Bien que des diagrammes montrant la planification de ces travaux ont été établis, aucun élément n'indique explicitement qu'ils ont été finalement réalisés.

Au niveau des puits, des données plus précises concernant leurs profondeurs et sections ont pu être retrouvées et synthétisées. Pour les puits abandonnés sans ADP (c'est-à-dire Arrêté d'abandon octroyé par la Députation Permanente) elles sont résumées dans le Tableau 23.

Puits	Profondeur [m]	Section [m]
Mariette 1	474.9	3.3
Mariette 2	28	3.3
Charnapré	28	2.8
Tricnotte	140	?

TABLEAU 23 : CARACTÉRISTIQUES DES PUIITS ABANDONNÉES SANS ADP DANS LA ZONE D'ÉTUDE ET D'APRÈS LES ÉLÉMENTS COLLATIONNÉS DANS LES ARCHIVES DU SPW-DRIGM (DOSSIER CONCESSION 188)

Le Tableau 24 donne les caractéristiques pour les puits abandonnées avec ADP.

Puits	Profondeur [m]	Section [m]	Date ADP
Loffeld (1)	52	2	19-05-34
Bure aux Femmes	944	Voir détails ci-dessous	16-01-75
Beaujonc	780	Voir détails ci-dessous	16-01-75
Fanny	572	4.25	15-12-69

TABLEAU 24 : CARACTÉRISTIQUES DES PUIITS ABANDONNÉES AVEC ADP DANS LA ZONE D'ÉTUDE ET D'APRÈS LES ÉLÉMENTS COLLATIONNÉS DANS LES ARCHIVES DU SPW-DRIGM (DOSSIER CONCESSION 188)

Concernant les puits Bure aux Femmes et Beaujonc, les sections des puits sont très hétérogènes tant au niveau de leurs géométries, des type de cuvelage et de leurs dimensions. Le Tableau 25 fournit les caractéristiques pour le puits Bure aux Femmes et le Tableau 26 pour le puits Beaujonc.

De [m]	À [m]	Section [m]	Type de cuvelage
0	144	3.10 x 4.042	Cadre métallique avec béton
144	164	3.10 x 3.94	Cadre métallique avec béton
164	170	3.10 x 4.042	Cadre métallique avec béton
170	183	3.10 x 3.94	Cadre métallique avec béton
183	380	3.10 x 4.042	Cadre métallique avec béton
380	695	4.3	Béton
695	777	4.5	Claveaux en béton
777	944	4.5	Maçonnerie

TABLEAU 25 : CARACTÉRISTIQUES DE LA SECTION DU PUIITS BURE AUX FEMMES D'APRÈS LES ÉLÉMENTS COLLATIONNÉS DANS LES ARCHIVES DU SPW-DRIGM (DOSSIER CONCESSION 188)

De	À	Section [m]	Type de cuvelage
0	70	2.60 x 2.00 + 3.20 x 2.00	Maçonnerie
70	190	5.38 x 2.03	Maçonnerie
190	360	5.38 x 2.03	Maçonnerie
360	368	4.30 x 2.03	Béton
368	440	Ellipse avec demi-axes de 1.975 et 1.535	Béton
440	448	3.40 x 2.20	Béton
448	485	3.65	Béton
485	540	Ellipse avec demi-axes de 1.85 et 1.55	Claveaux
540	610	4.1	Claveaux
610	780	3.8	Claveaux

TABLEAU 26 : CARACTÉRISTIQUES DE LA SECTION DU PUIITS BEAUJONC D'APRÈS LES ÉLÉMENTS COLLATIONNÉS DANS LES ARCHIVES DU SPW-DRIGM (DOSSIER CONCESSION 188)

Les informations qui détaillent le type de matériaux utilisé pour le remblaiement des puits sont disponibles pour trois d'entre-eux :

- Puits Fanny : remblayé avec schistes calibrés 0/60 mm (depuis la profondeur de 565 m)
- Puits Bure aux Femmes : remblayé avec schistes de terril de calibre 0/200 mm
- Puits Beaujonc : idem.

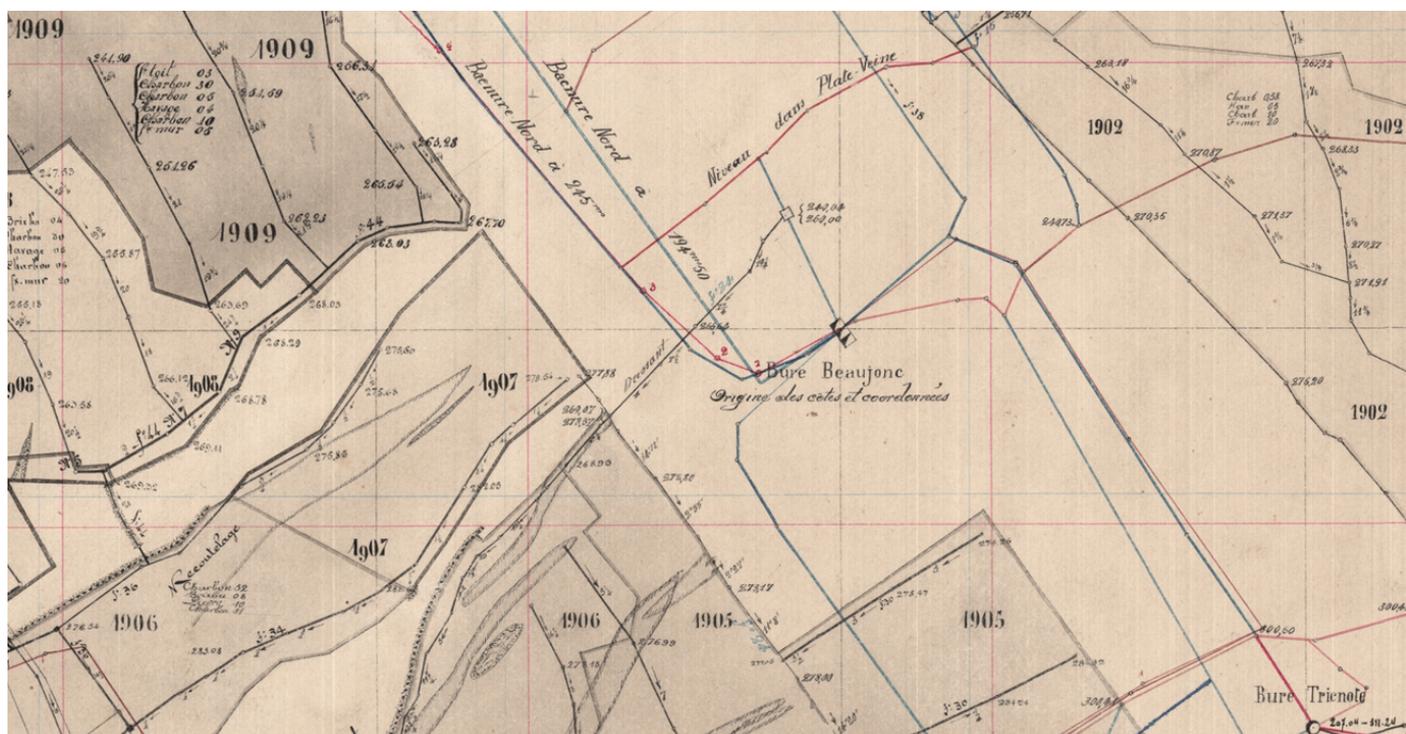


FIGURE 43 : EXTRAIT D'UNE FEUILLE DE LA SÉRIE DES VIEUX PLANS, COUCHE DURE-VEINE, PLANCHETTE N°9 (PLAN ORIGINAL CONSERVÉ PAR LE SPW-DRIGM).

Données d'archives

Les sources principales pour les données d'archives concernent celles conservées par le SPW-DRIGM. Parmi celles-ci, citons le dossier général de la concession concernée et d'autres dossiers annexes.

Pour la concession qui nous intéresse, le dossier général contient la majorité des éléments concernant l'historique de la concession ainsi que le suivi des dossiers de sécurisation des ouvrages. Ce dossier n'a malheureusement pas pu être consulté en raison du déménagement du service concerné qui a rendu les documents inaccessibles jusqu'au début de l'année 2024. C'est dans ce dossier qu'étaient susceptibles de se trouver l'essentiel des informations les plus pertinentes pour la présente étude.

En dehors des archives du SPW ARNE, d'autres sources ont été recherchées au moyen des inventaires accessibles sur les sites internet de la KBR, des AGR et des Archives régionales de Wallonie. Le CLADIC possède un petit fonds relatif aux Charbonnages de Patience et Beaujonec mais d'après leur inventaire sommaire les dossiers conservés sont essentiellement administratifs. Même constat pour le fonds conservé aux Archives de l'État à Liège. Quant au concessionnaire actuel, il s'agit d'un holding financier qui n'aurait plus aucune connaissance du contexte minier (Marche A., com. pers.).

2.5. Représentations numériques en 3D des ouvrages miniers

2.5.1. Limite de la zone sélectionnée pour la modélisation 3D

La zone sélectionnée pour la modélisation tridimensionnelle des travaux miniers a été positionnée de sorte à intégrer la zone d'intérêt identifiée au terme de l'étape 1 de l'étude.

Une zone rectangulaire a été retenue. Ses dimensions sont de 1.9 km x 2.5 km. Les sommets du rectangle dans le système Lambert belge 1972 sont :

	X _{Lambert1972} [m]	Y _{Lambert1972} [m]
A	233939.1	149165.7
B	232598.5	151275.8
C	230994.8	150256.9
D	232335.4	148146.8

TABEAU 27 : COORDONNÉES DES SOMMETS DU RECTANGLE CONSIDÉRÉ POUR LIMITER LA ZONE SÉLECTIONNÉE POUR LA MODÉLISATION DES OUVRAGES MINIERS.

Les couches de charbon ont été exploitées depuis le sommet du socle paléozoïque bien que les travaux les plus superficiels représentés sur les plans soient à une altitude d'environ + 150 m. Les travaux les plus profonds répertoriés descendent jusqu'à environ 800 m sous le niveau de la mer. Le modèle 3D considérera donc des altitudes comprises entre +200 et -900 m.

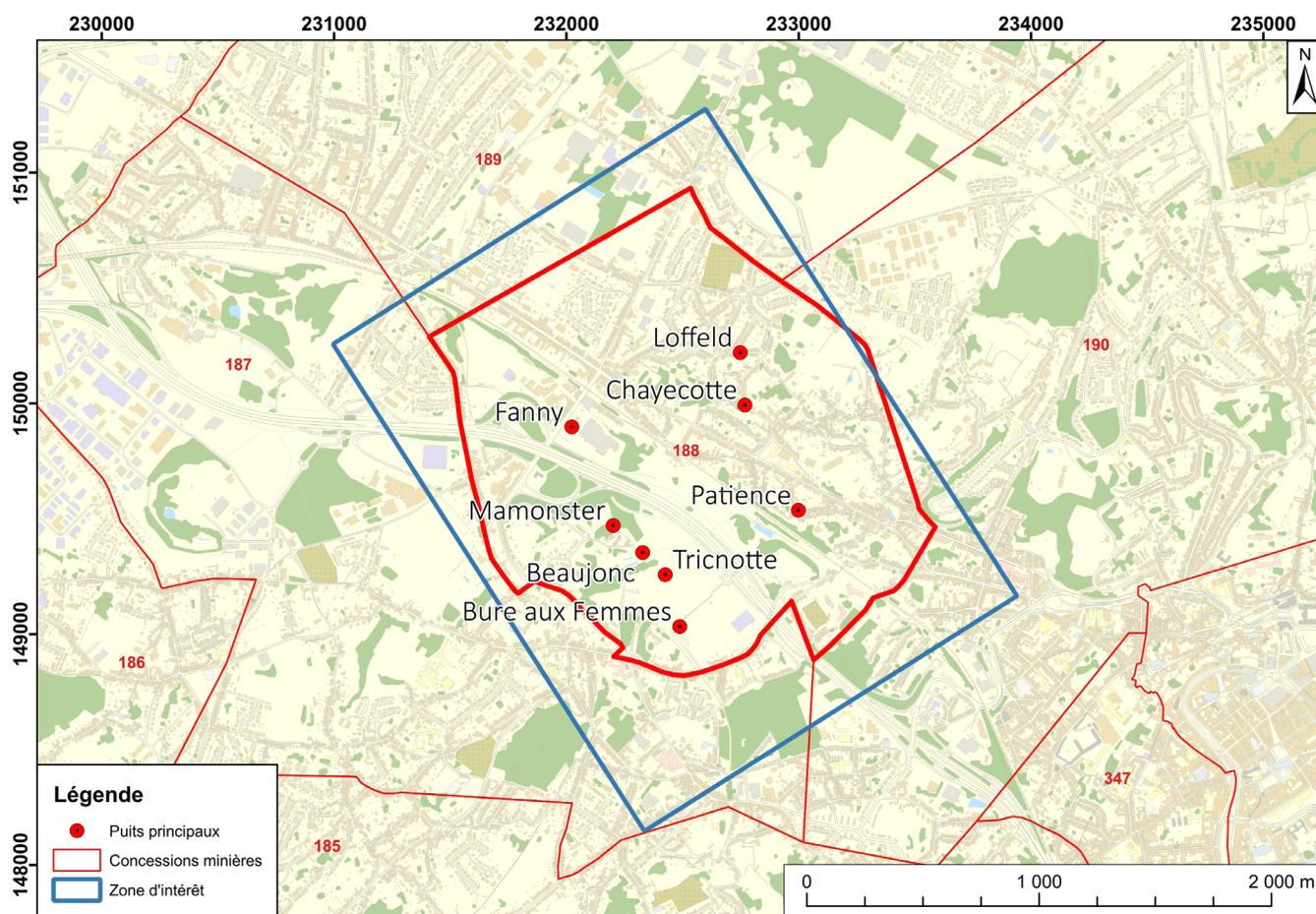


FIGURE 44 : EMPRISE DE LA ZONE SÉLECTIONNÉE POUR LA MODÉLISATION 3D ET EMPLACEMENT DES PUIXS PRINCIPAUX.

2.5.2. Digitalisation des ouvrages miniers

Sur base des plans miniers qui ont été scannés, plusieurs étapes ont été réalisées pour digitaliser les travaux miniers. En premier lieu, l'ensemble des nouveaux et vieux plans ont été géoréférencés dans le système Lambert1972 (soit de 250 plans). Ensuite, les ouvrages miniers suivants ont été digitalisés sur base des plans d'exploitation :

- Puits et puits intérieurs ;
- Galeries à travers-bancs et principales galeries secondaires ;
- Panneaux d'exploitations.

Pour chacun des ouvrages, les cotes topographiques ont également été extraites et encodées. Au terme de ce travaux, ce sont plus de plusieurs dizaines de km de galeries (sous forme de 1188 éléments distincts) qui ont été digitalisées pour la zone d'étude (Figure 45), complétées par environ 463 panneaux d'exploitation (Figure 46) et 6051 cotes topographiques. Notons que l'erreur de positionnement constaté lors de l'analyse des plans d'exploitation est de l'ordre de 5 à 20 m.

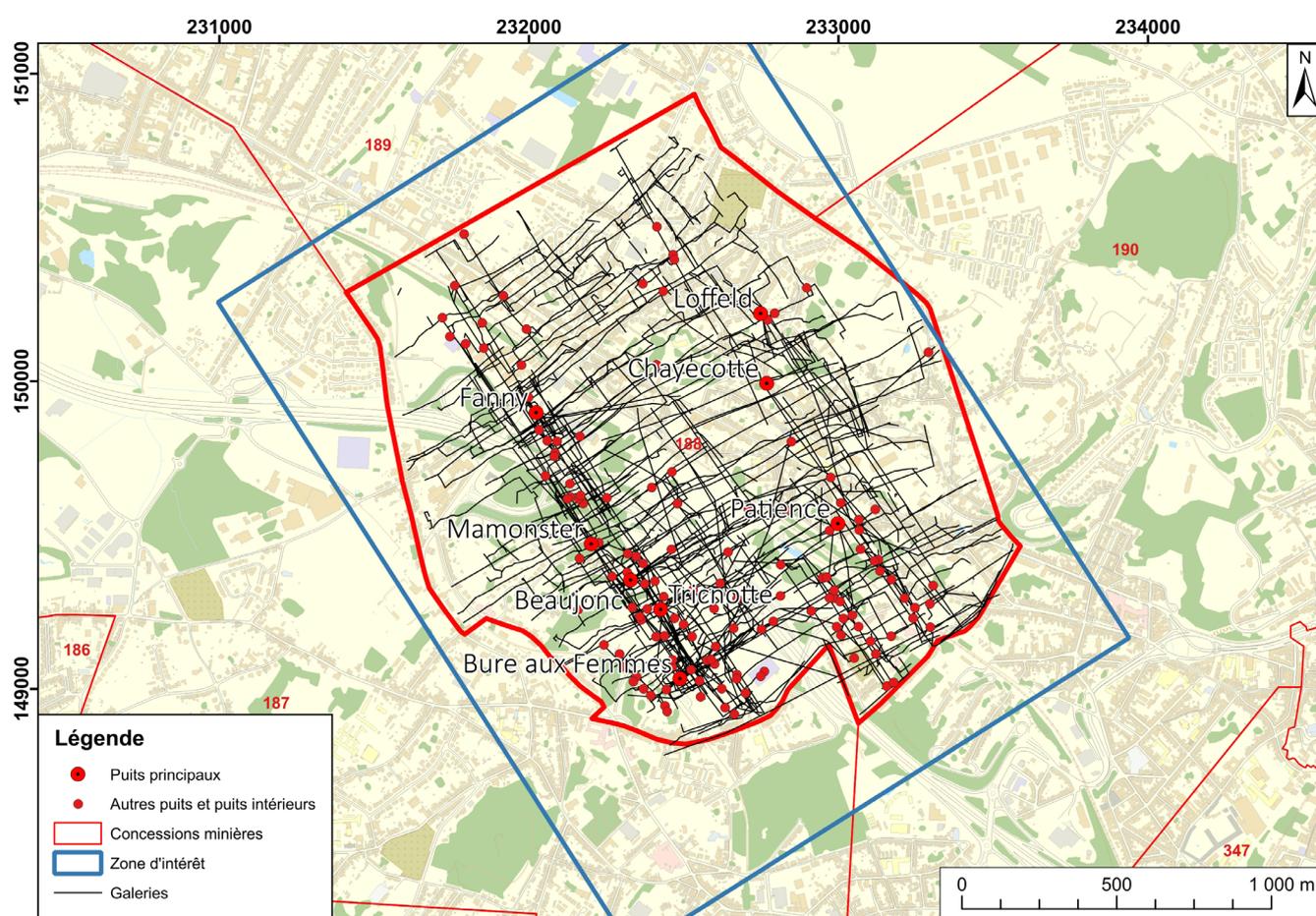


FIGURE 45 : SITUATION DES PUITS ET GALERIES DIGITALISÉS SUR BASE DES PLANS MINIERES.

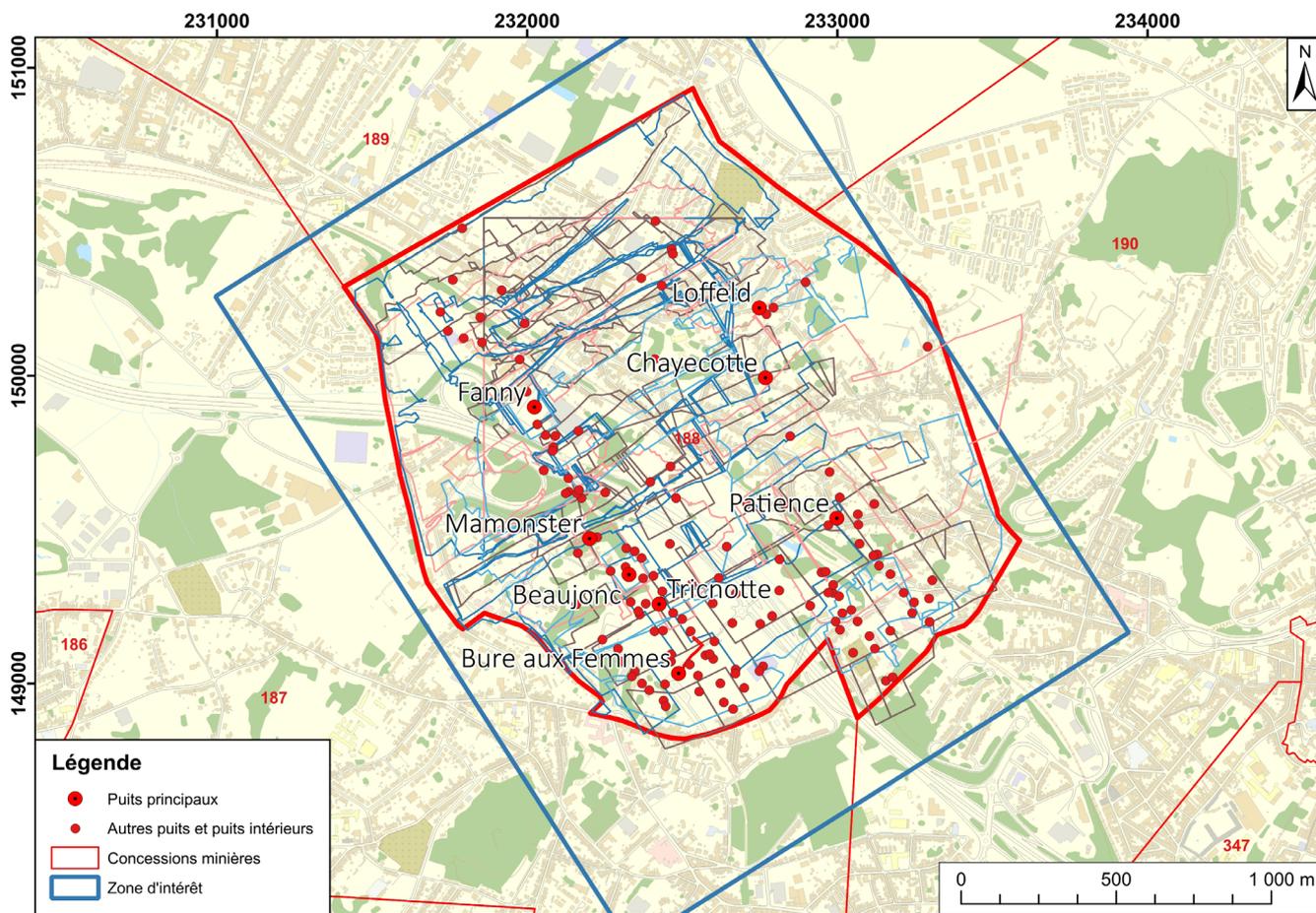


FIGURE 46 : ILLUSTRATION D'UNE SÉLECTION DE PANNEAUX D'EXPLOITATION DIGITALISÉS SUR BASE DES PLANS MINIERES.

2.5.3. Modélisation du réseau de puits et galeries

Le réseau de puits et galeries a été modélisé à partir des éléments digitalisés sur les plans miniers (cf. paragraphe précédent). Cette modélisation a nécessité une phase de traitement des données issues de la digitalisation, notamment pour corriger les cotes relatives, agréger les représentations multiples et générer par interpolation les cotes topographiques des nœuds pour lesquels il n'y avait pas de cotes renseignées sur les plans.

La cohérence totale entre les cotes des galeries et celles des niveaux exploités est délicate à assurer compte tenu de l'information disponible. La Figure 47 présente une vue tridimensionnelle du modèle de puits et galeries.

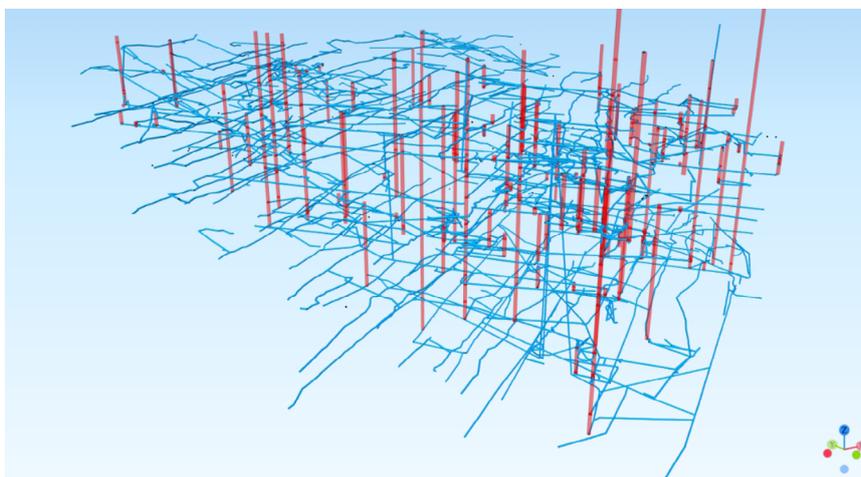


FIGURE 47 : VUE DEPUIS LE SUD-OUEST DU RÉSEAU DE PUITS ET GALERIES.

2.5.4. Modélisation des travaux d'exploitation

Afin de modéliser l'ensemble des ouvrages miniers présents dans l'emprise de la zone sélectionnée (galeries et panneaux d'exploitation), une première étape de modélisation géologique a été réalisée sur base des données qui ont été digitalisées.

Cette modélisation des couches de charbon est nécessaire pour reproduire la structure des couches à l'échelle de la zone étant donné que les plans miniers ne représentent parfois que des parties très partielles des couches de charbon à l'échelle de la zone d'étude et que les informations permettant de contraindre la géométrie des panneaux exploités sont limitées (en particulier en ce qui concerne les cotes topographiques).

Le modèle géologique s'appuie sur la succession des couches cartographiées et digitalisées. Cette succession ainsi que les ouvertures des couches ont pu être reconstituées à partir du Figure 41 et d'informations complémentaires issues de l'analyse des plans miniers.

La modélisation de la géométrie des couches de charbon est une étape assez complexe à mettre en œuvre en raison du nombre important de données, des incertitudes/imprécisions inévitables à la source des données (plans miniers), et de la structure complexe du gisement houiller. La Figure 48 montre une vue du modèle 3D des couches reconstituées.

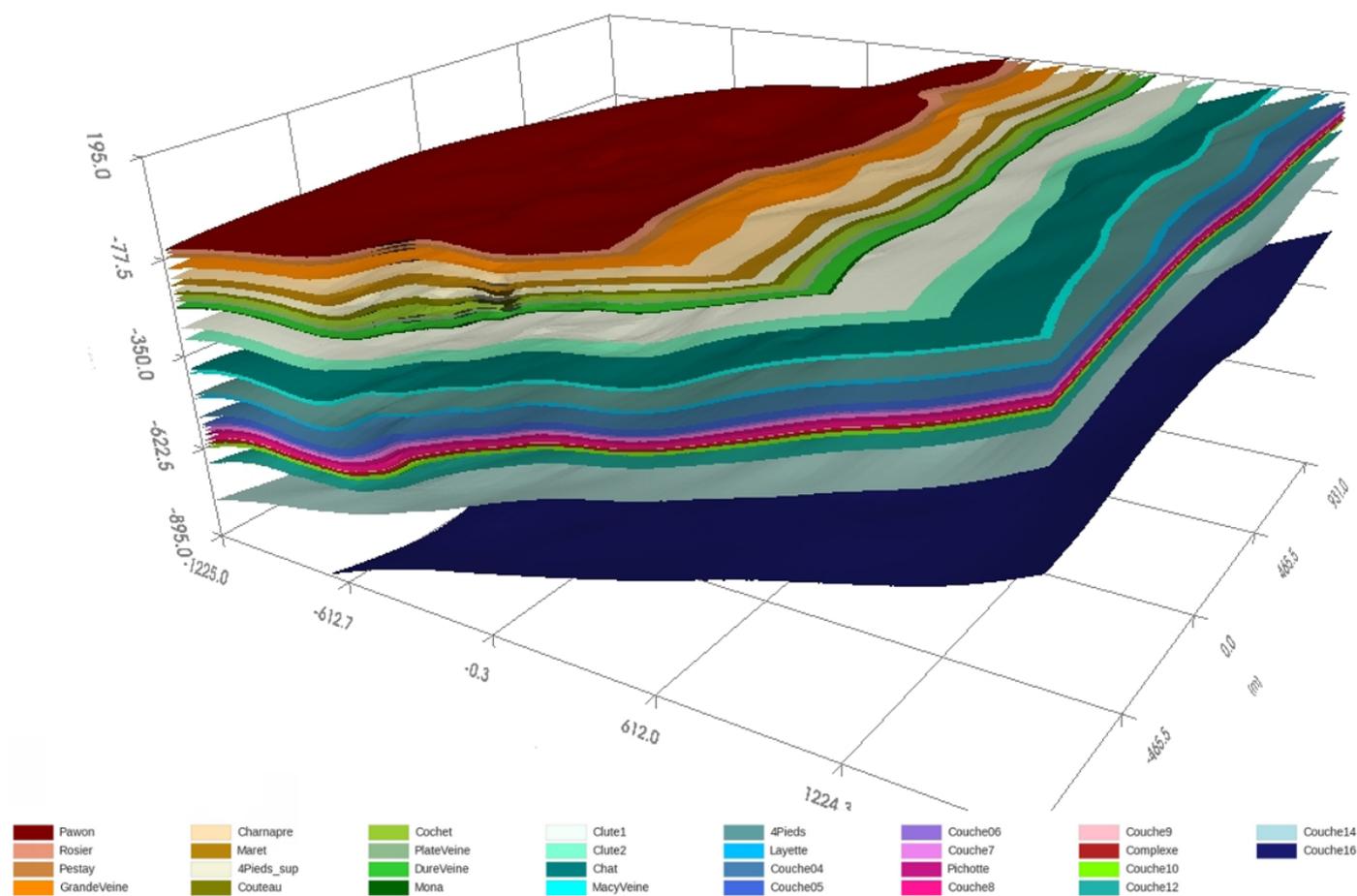


FIGURE 48 : VUE DEPUIS LE NORD SUR LA GÉOMÉTRIE DES COUCHES DE CHARBON RECONSTRUITES.

La géométrie des panneaux exploités est reconstituée au départ du modèle géologique et de l'extension des travaux numérisés.

La Figure 49 montre l'extension des panneaux minés dans chacune des couches de charbon exploitées. La géométrie des couches de charbon issue de la modélisation géologique est également figurée en transparence.

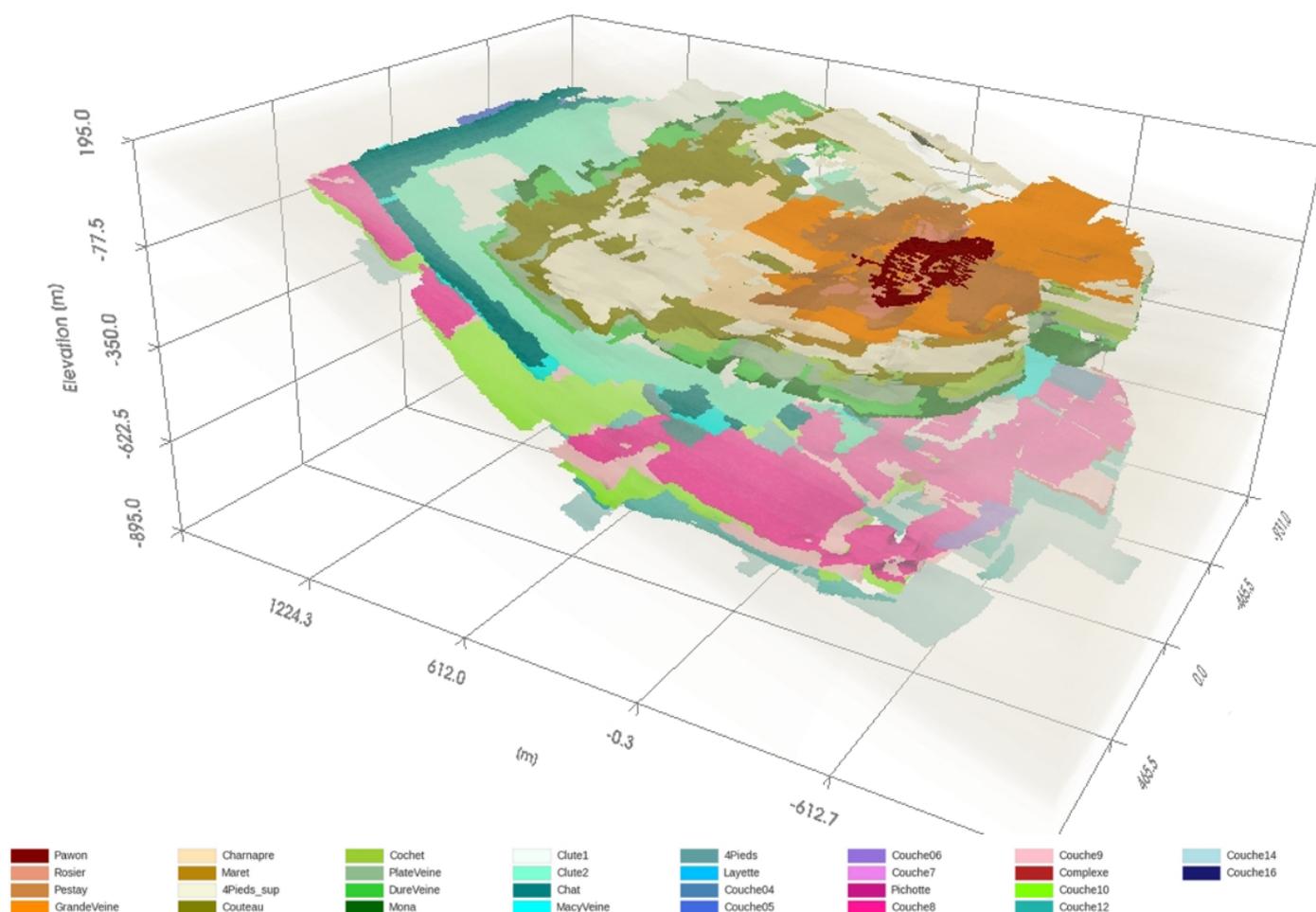


FIGURE 49 : VUE DEPUIS LE SUD-OUEST SUR LA GÉOMÉTRIE DES PANNEAUX EXPLOITÉS.

2.6. Modélisations du comportement du réservoir minier

2.6.1. Identification de scénarii de référence

Des scénarii de référence ont été définis pour la phase de modélisation du comportement du réservoir minier. Les scénarii de sollicitation se basent sur les informations disponibles concernant la demande estimée et les informations collectées à propos du sous-sol, quant à elles, permettent de créer un modèle hydrogéologique simplifié du réservoir minier.

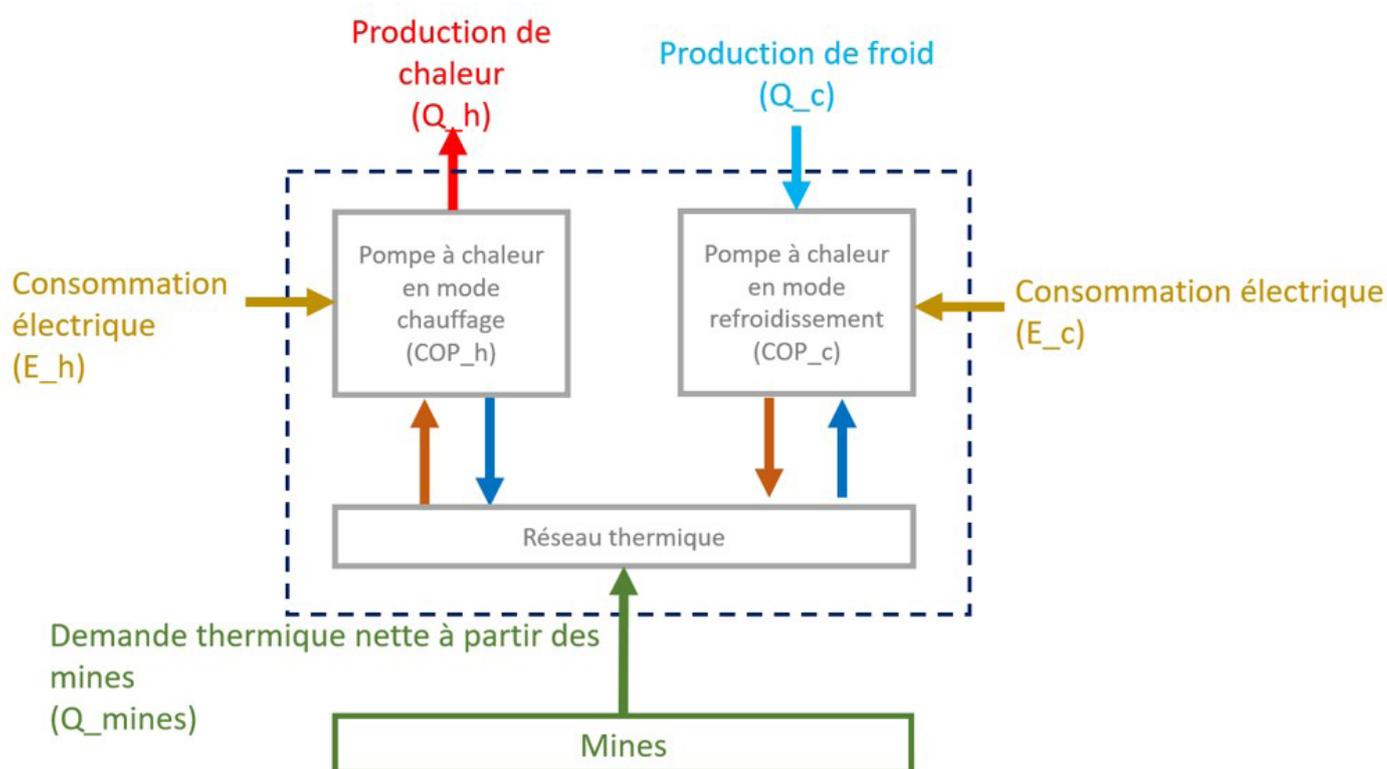
2.6.2. Modélisations du réservoir minier

Les comportements et les besoins des prosommateurs ont été définis principalement sur la base des données fournies par les acteurs locaux. La demande surface correspondant au scénario de base a été traduite en demande de débit à extraire du sous-sol à partir des puits connectant le réseau au réservoir minier. Rappelons que la totalité de la demande ne doit pas être satisfaite par le réservoir minier mais peut en partie être couverte par les échanges entre les prosommateurs. Seule la part non équilibrée de la demande doit être fournie par la géothermie minière. La réponse du réservoir minier face aux scénarios de sollicitation a ensuite été modélisée.

Estimation du profil annuel de débit à fournir par le réservoir minier pour le stockage thermique
 Les volumes à produire et à réinjecter depuis et vers la mine sont calculés à partir de la demande

d'énergie totale des prosommateurs (Demande des 7 consommateurs cumulée) à laquelle on soustrait la demande couverte par les échanges entre les prosommateurs. Ils doivent permettre de satisfaire les exigences relatives au stockage thermique saisonnier de l'eau chaude et froide. Le profil de la demande en énergie thermique des différents prosommateurs n'est pas connu et a donc été estimé, le résultat est un profil virtuel utilisable pour simuler la demande annuelle. La reconstruction de tels profils repose sur des hypothèses concernant la dépendance climatique des demandes de chaleur et de froid (fonction de la température extérieure).

Les profils thermiques virtuels sont combinés aux puissances thermiques requises pour calculer les débits maximaux de chauffage et de refroidissement. Les débits d'eau chaude et froide à produire à partir de la mine sont calculés en appliquant un bilan énergétique sur le système. En se basant sur le bilan énergétique, la quantité totale d'énergie entrant dans le système doit être égale à la quantité totale d'énergie sortant du système. Les différents flux d'énergie du système sont illustrés dans la figure ci-dessous :



Le bilan énergétique s'exprime comme suit :

$$Q_c + E_c + E_h + Q_{mines} = Q_h$$

Si nous considérons le mode saisonnier, en été ce bilan se traduit comme suit :

$$Q_c + E_c + Q_{mines} = 0$$

Et en hiver :

$$E_h + Q_{mines} = Q_h$$

Tous les composants de l'équation sont connus, à l'exception de Q mines:

- Q_c and Q_h sont les volumes (quotidiens) de froid et de chaleur produits par les sous-stations.
- E_c and E_h sont les consommations d'énergie électrique des sous-stations pour la production de froid et de chaleur.

L'unité de la composante résultante Q mines est MWh(th) par jour. Les nombres négatifs représentent le stockage de chaleur et les nombres positifs représentent l'extraction de chaleur de la mine. Cette quantité est ensuite transformée en m³/h en utilisant la différence de température entre le puits chaud et le puits froid (17K) et la capacité thermique de l'eau (4,2 kJ/kgK).

L'efficacité de chauffage et de refroidissement des pompes à chaleur peut ou non être prise en compte (en incluant la consommation électrique et le rendement des pompes à chaleur). Lorsque celle-ci est prise en compte, les débits ainsi estimés sont présentés en Figure 50 à gauche, ils ont été utilisés dans le cas du scénario de base pour représenter les sollicitations en termes de débit de production/injection à appliquer au réservoir minier.

Notons que dans ce cas, l'analyse se base sur le fait que le système est supposé fonctionner 243 jours par an en mode chauffage. Durant cette période l'eau chaude est produite à partir des zones exploitées profondes du réservoir minier et l'eau froide est réinjectée et stockée en retour dans le réservoir à faible profondeur. Le reste de l'année (122 jours), le système est supposé fonctionner en mode refroidissement, ce qui signifie que l'eau froide est extraite et l'eau chaude est stockée en retour dans la mine. Le débit lors de la production d'eau chaude atteint jusqu'à 58 m³/h environ tandis que lors de la production d'eau froide, le débit d'eau peut atteindre des pics jusqu'à 38 m³/h. Il est important de définir si ces débits journaliers maximaux peuvent être atteints et soutenables grâce aux modélisations du comportement du réservoir minier.

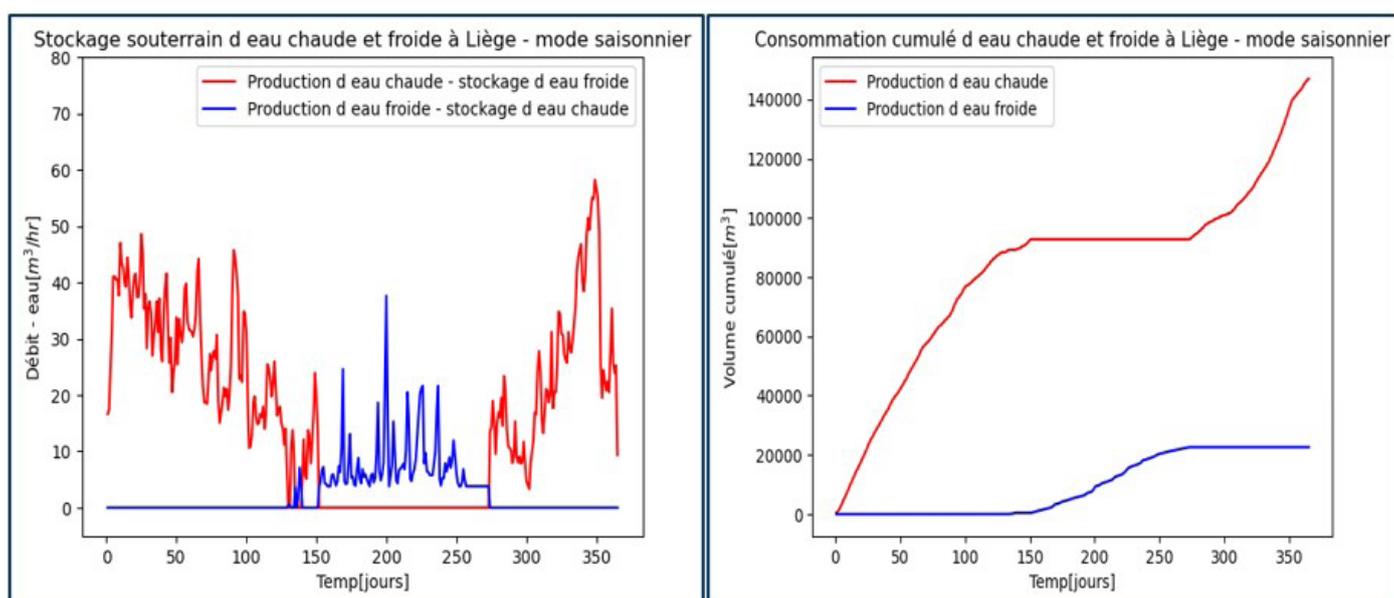


FIGURE 50 : DÉBITS ET VOLUMES PRÉVUS POUR LA PRODUCTION/STOCKAGE SOUTERRAIN D'EAU CHAUDE ET FROIDE PENDANT UN AN À LIÈGE ET CONSOMMATION CUMULÉE D'EAU CHAUD ET FROIDE EN PRENANT EN COMPTE L'EFFICACITÉ DES POMPES À CHALEUR POUR LE CHAUFFAGE ET LE REFROIDISSEMENT AINSI QUE LES ÉCHANGES ENTRE UTILISATEURS.

Sur base annuelle, le système de stockage souterrain est déséquilibré, car la quantité d'eau chaude extraite (147 000 m³) est plus importante que la quantité d'eau froide (22 600 m³) soustraite au réservoir (Figure 50 à droite).

Hypothèses de modélisations

La réponse du réservoir minier face à ces scénarii de sollicitation a ensuite été modélisée en formulant un certain nombre d'hypothèses. Tout d'abord, la température d'injection au niveau du puits de stockage de froid est supposée être celle correspondant ou proche à la température initiale du réservoir au niveau de la base du puits froid. De la même manière celle de réinjection au niveau du puits de stockage de chaleur est supposée correspondre à la température initiale du réservoir au niveau de la base du puits chaud.

Approches de modélisations

Deux approches de modélisation ont été retenues afin de prévoir le comportement du réservoir minier face aux scénarii de production définis. La première approche se base sur l'hypothèse que l'écoulement principal se fait dans les galeries des anciennes mines (système de type MTES 'Mine Thermal Energy Storage'). Dans ce cas, le modèle considère uniquement le réseau de galeries interconnectées. Les puits de stockage thermique forés doivent alors cibler des galeries du réseau et sont interconnectés entre eux uniquement via ce réseau. La deuxième approche considère quant à elle non seulement les galeries mais aussi les panneaux exploités dans le passé et la roche perméable. Le système est alors exploité comme un système de type ATES 'Aquifer Thermal Energy Storage'. Les puits pour le stockage thermique peuvent ainsi soit viser des galeries soit des panneaux exploités ou les deux.

Ces approches sont complémentaires. La première permet un screening rapide des possibilités d'exploitation du réservoir et l'optimisation de l'emplacement des puits, tout en permettant de réaliser un grand nombre de simulations en un temps réduit. Cependant, elle présente certaines limitations. En effet, les interactions entre le fluide circulant dans les galeries et l'encaissant géologique sont simplifiées, se réduisant à des échanges thermiques et de fluides basés sur des paramètres empiriques définis par le modélisateur. La seconde approche, plus détaillée, permet de mieux représenter ces interactions complexes entre le fluide, les galeries et l'encaissant géologique, en particulier dans le cadre d'une exploitation directe via les galeries. Dans ce cas, les échanges thermiques et les écoulements sont régis par les propriétés thermiques, hydrogéologiques et physiques des différents milieux constituant le réservoir minier.

Les mines abandonnées ont donc été analysées sous deux aspects différents : 1/ comme un réseau de conduits connectés et 2/ comme un milieu perméable hétérogène. Ainsi, les deux principales alternatives d'utilisation du réservoir souterrain sont couvertes.

La première approche de modélisation représente l'approche la plus conservatrice puisque les volumes accessibles se limitent principalement aux volumes correspondant aux anciennes galeries.

2.6.3. Modèle avec écoulement principalement dans les galeries

Introduction

Dans le cas d'une modélisation avec écoulement principalement dans les galeries, les données sur la géométrie de la mine, les techniques d'exploitation utilisées, les règles d'abandon appliquées, etc. et la géologie locale collectées ont servi à l'élaboration d'un modèle 3D du réservoir minier. Ce dernier a servi de base aux simulations permettant la prédiction des chemins d'écoulement à travers la mine ainsi que des températures de production au cours du temps. Une version modifiée du logiciel open source EPANET est utilisée pour conduire cette approche de modélisation.

Les résultats du modèle informent sur la capacité d'extraction de chaleur et de froid et de stockage du réservoir dans le cas où celui-ci vise le réseau de galeries minières.

Objectifs

La modélisation avec écoulement principal dans les galeries a poursuivi les objectifs suivants :

- Évaluer la faisabilité de stocker la chaleur et le froid avec les débits et températures d'injection prévus dans le cas du scénario de base,
- Définir la localisation optimale des puits,
- Évaluer la sensibilité du modèle à la demande et aux caractéristiques du réservoir minier.

Logiciel utilisé

EPANET est un logiciel open source développé par l'EPA (Environmental Protection Agency des États-Unis) et utilisé à l'origine pour étudier l'écoulement dans les canalisations. VITO l'a adapté afin de l'utiliser pour modéliser le flux géothermique dans les mines abandonnées en ajoutant des fonctionnalités d'échange thermique. Pour ce faire, le module « Reactions » du code a été modifié. Il

est alors possible de calculer la répartition des débits dans le réseau minier, les pertes de pression correspondantes et le transfert de chaleur entre l'eau du réseau minier et la roche environnante.

Méthodologie

Comme indiqué précédemment, l'analyse des données de la mine et de la demande de stockage sont les étapes préalables nécessaires à la modélisation. Ensuite la méthodologie appliquée comprend les étapes suivantes :

- Le contrôle qualité du modèle numérique 3D de galeries de la mine
- L'identification des différents types de galeries
- La préparation des formats de simulation.
- La modélisation du stockage dans le logiciel EPANET
- La détermination de l'emplacement des puits recommandé sur base de l'optimisation de l'énergie produite
- La décision finale concernant la localisation des puits en tenant compte des contraintes de surface
- Étude de sensibilité du modèle à la demande et aux paramètres du sous-sol

Modèles 3D des galeries

La représentation numérique en 3D du réseau de galeries de l'ancienne mine générée grâce au travail de numérisation et de digitalisation réalisé dans cette étude constitue la base du travail de modélisation EPANET.

Ce modèle numérique 3D contient les principales composantes du réseau, à savoir : les puits de mine, les puits internes ainsi que les galeries principales et secondaires. Il est important de faire la distinction entre ces différents objets puisqu'ils ont chacun leurs caractéristiques géométriques (diamètre, longueur, profondeur) et hydrauliques propres. Celles-ci auront un impact sur la capacité de stockage de la mine. Les Figure 51 et Figure 52 montrent l'ancienne mine et les différentes composantes mentionnées.

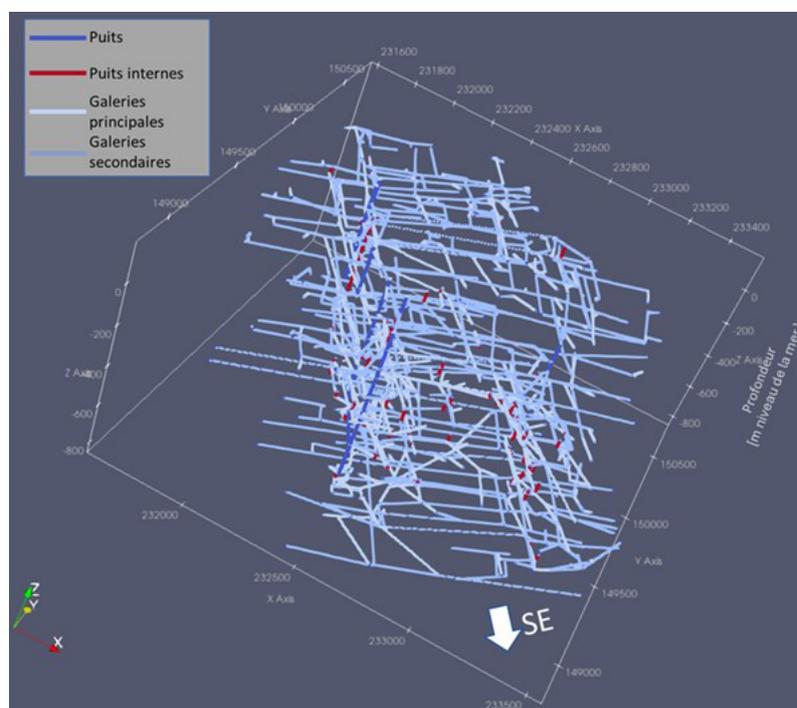


FIGURE 51 : VISUALISATION EN 3D DE L'ANCIENNE MINE SUR LE SITE PILOTE À LIÈGE, UTILISÉ POUR LA MODÉLISATION DANS LE LOGICIEL EPANET.

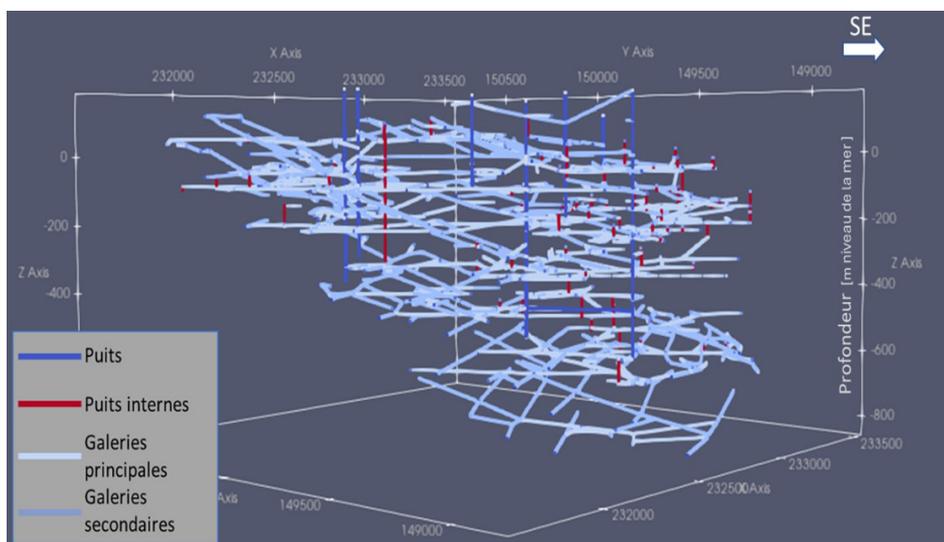


FIGURE 52 : VUE LATÉRALE DE L'ANCIENNE MINE SUR LE SITE PILOTE À LIÈGE, UTILISÉ POUR LA MODÉLISATION DANS LE LOGICIEL EPANET.

Le Tableau 28 décrit les caractéristiques des composantes du réseau minier dans la zone pilote. Il résume pour chacun des objets composant le réseau le diamètre et l'état actuel d'ouverture le plus probable supposés. Notons que la capacité hydraulique réelle des puits après leur remblayage et donc leur impact sur l'écoulement constitue l'une des incertitudes majeures associées au sous-sol. Leur perméabilité est en effet, à ce jour, inconnue. Par conséquent, différents scénarios ont été modélisés prenant en compte divers diamètres équivalents. Ces scénarii permettent de mettre en évidence l'impact du degré de remblayage des puits sur la capacité de stockage du réservoir minier et sur la localisation optimale des puits.

Objets	Diamètre [m]	Statut actuel supposé
Puits de mine (shafts)	5	Remblayé, faible capacité de débit
Puits interne (burquins)	5	Ouverte
Galeries principales	2	Ouverte
Galeries secondaires	1.5	Ouverte

TABLEAU 28 : HYPOTHÈSES CONCERNANT LE DIAMÈTRE ET LE STATUT DES PRINCIPAUX OBJETS MODÉLISÉS

Lorsque les puits sont considérés comme ouverts, le volume total de la mine qui a été digitalisé est de 402 848 m³. Si les puits sont considérés comme remblayés, ce qui est le cas à des degrés variables et incertains, le volume minimum estimé est d'environ 354 000 m³. Ce volume varie selon la porosité considérée pour le matériau de remblai des puits de mine (la porosité minimum est estimée à 20%).

Conditions initiales

La température 'T' et la pression 'P' initiales dans le réservoir minier (galeries, puits, etc.) ont été calculées avec des équations 1 et 2 sur la base de l'élevation moyenne des terrains 's', profondeur vertical sous le niveau de la mer 'prof' (considérée positive), de la hauteur de la nappe phréatique moyenne 'h_{phr}' dans la zone d'intérêt, température et pression à la surface ('T_s' et 'P_s') et des gradients de température 'dT/dz' et de pression 'dP/dz'. Ces informations sont présentées dans le Tableau 29.

$$T[^\circ\text{C}] = (s + \text{prof}) * \frac{dT}{dz} + T_s \quad \text{Équation 1}$$

$$P[\text{pas}] = (h_{\text{phr}} + \text{prof}) * \frac{dP}{dz} + P_s \quad \text{Équation 2}$$

Élévation moyenne [m]	Élévation moyenne de la nappe phréatique** [m]	Gradient de température [°C/Km]	Température / Pression à la surface [°C / Pa]	Gradient de pression [Pa/m]
157	147	23	11	9795.285

** Il n'existe pas d'information sur la nappe phréatique de la zone étudiée. On suppose qu'elle se situe à 10 m sous le niveau du sol.

TABLEAU 29 : DONNÉES UTILISÉES POUR DÉFINIR LES CONDITIONS INITIALES

Propriétés de l'eau des mines, de la roche encaissante et des galeries de la mine

L'écoulement et le flux de chaleur le long et autour du réseau minier sont contrôlés non seulement par la géométrie du réseau mais également par les propriétés thermiques et hydrauliques des roches et de l'eau présente dans le réservoir souterrain. Pour l'exercice de modélisation réalisé dans cette étude, le réseau minier est considéré comme saturé en eau. Les propriétés thermiques de l'eau et de la roche utilisées sont indiquées dans le Tableau 30. De plus, pour représenter les irrégularités des galeries liées à d'éventuels effondrements une rugosité hydraulique élevée est utilisée.

	Conductivité thermique [W/m- C°]	Capacité thermique [J/kg- C°]	Densité [kg/m³]	Rugosité des conduits de la mine	Viscosité [cP]
Roche	2.78	900	2500	20	/
Eau	0.6	998.5	4200	/	1

TABLEAU 30 : PROPRIÉTÉS SUPPOSÉES POUR LA ROCHE ET L'EAU CIRCULANT DANS LA MINE

Modélisations initiales pour définir l'emplacement des puits pour le stockage de chaleur et de froid

Deux puits sont prévus pour le stockage, l'un situé à faible profondeur pour stocker l'eau froide (puits froid) et l'autre situé dans la partie profonde de la mine pour stocker et produire de l'eau chaude (puits chaud). Les principaux critères pour définir l'emplacement des puits sont de minimiser les risques d'interférences thermiques tout en garantissant la connectivité hydraulique entre les puits afin de minimiser la variation de pression autour des puits.

Les étapes pour définir l'emplacement des puits sont les suivantes :

- Définition et modélisation de multiples scénarii incluant la production d'eau chaude à partir d'un puits profond puis réinjection d'eau froide dans un deuxième puits plus superficiel.
- Estimation de l'énergie cumulative produite afin de quantifier la percée thermique. Les meilleures paires de puits pour la production d'eau chaude correspondent à celles ayant la valeur d'énergie cumulative la plus élevée. En effet, les valeurs plus élevées reflètent une percée thermique plus tardive et à une meilleure répartition de l'eau injectée dans les galeries ainsi qu'un meilleur échange thermique avec la roche.
- Sélection des 10 meilleures paires de puits pour la production d'eau chaude. La simulation est exécutée pour une période de 6 mois à un débit de fluide moyen équivalent à la période de production de chaud (50 m³/h).
- Évaluation de la réponse à long terme des 10 puits sélectionnés suivant les débits requis pour le stockage à Liège. Cette phase évaluera également la capacité des puits présélectionnés à stocker l'eau froide ainsi que l'effet de différentes valeurs de perméabilité du matériau remplissant les puits.

De plus, l'incertitude sur les caractéristiques géométriques des mines a été évaluée. Les prévisions de températures calculées pour les différents scénarios servent à l'évaluation économique du projet. Le nombre de cycles de stockage simulés est de 5 pour un total de 5 années de prévision de température et de pression. La température d'injection pendant le stockage de l'eau froide est de 15°C et de 32°C pour le stockage de l'eau chaude.

Résultats

Afin de définir l'emplacement optimal des paires de puits, de multiples permutations entre les emplacements possibles de puits peu profonds (100 m - 250 m) et les emplacements possibles de puits profonds (800 m - 1 100 m) ont été simulées.

La quantité de chaleur cumulée délivrable calculée pour les différentes paires de puits est reportée sur la Figure 53. La production maximale de chaleur sur une durée de 6 mois est obtenue pour le couple of puits 82 (chaude) et 712 (froid), celui-ci correspond à l'identifiant 3920 et une chaleur cumulée 3300 MWh en Figure 53. Les résultats des simulations démontrent qu'il existe de nombreuses possibilités de combinaisons puits chaud/puits froid présentant une capacité de production de chaleur élevée. Le Tableau 31 présente une liste de 10 emplacements possibles pour les couples de puits chauds et froids. Cependant, d'autres options peuvent être envisagées si besoin. Les puits froids sont de faible profondeur (entre 60 m et 110 m) tandis les puits chauds ont une profondeur entre 800 m et 1000 m. La localisation de ces puits au sein du réseau minier est visible en Figure 54 et Figure 55 et leur positionnement par rapport à la surface est montré en Figure 56.

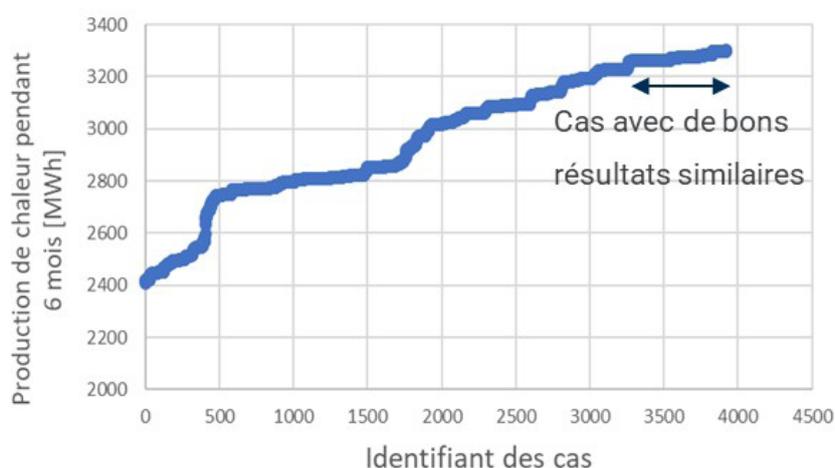


FIGURE 53 : ÉNERGIE PRODUITE SUR UNE PÉRIODE DE 6 MOINS EN FONCTION DES PAIRES DE PUIITS TESTÉES DANS LE CAS OÙ LES PUIITS DE MINES SONT OUVERTS.

Coordonnées des puits							
Identifiant	Chaud				Froid		
	Noeuds	x[m]	y[m]	z[m]	x[m]	y[m]	z[m]
3920**	82_712**	232329.8	149441.1	-786.4	232084.3	149766.9	93.8
3826	1727_712	232394.2	149911.7	-660.3	232084.3	149766.9	93.8
3732	777_712	232954.9	149469.1	-857.1	232084.3	149766.9	93.8
3657	181_979	232448.5	149332.5	-832.9	232085.2	149790	41
3539	90_1011	232517.5	149733.9	-727.9	231904.5	150191.6	49.5
3538	1224_712	232335.4	149614.8	-740.5	232084.3	149766.9	93.8
3921	89_1260	233069.7	150055.4	-702.8	231831.9	150041.5	11.1
3922	1674_1183	233128.8	149922.0	-736.4	232249.2	150450.4	46.1
3919**	82_979**	232329.8	149441.1	-786.4	232085.2	149790	41
3896**	82_30**	232329.8	149441.1	-786.4	232237.5	149532.9	45.3

z : Profondeur vertical sous le niveau de la mer

** Puits réalisables après prise en compte des contraintes de surface

TABLEAU 31 : LISTE NON EXHAUSTIVE DES PAIRES DE PUIITS OPTIMALES (CHAUD ET FROID)



FIGURE 54 : EMBLEMES OPTIMAUX DES PUIS CHAUD ET FROID. VUE D'EN-HAUT.

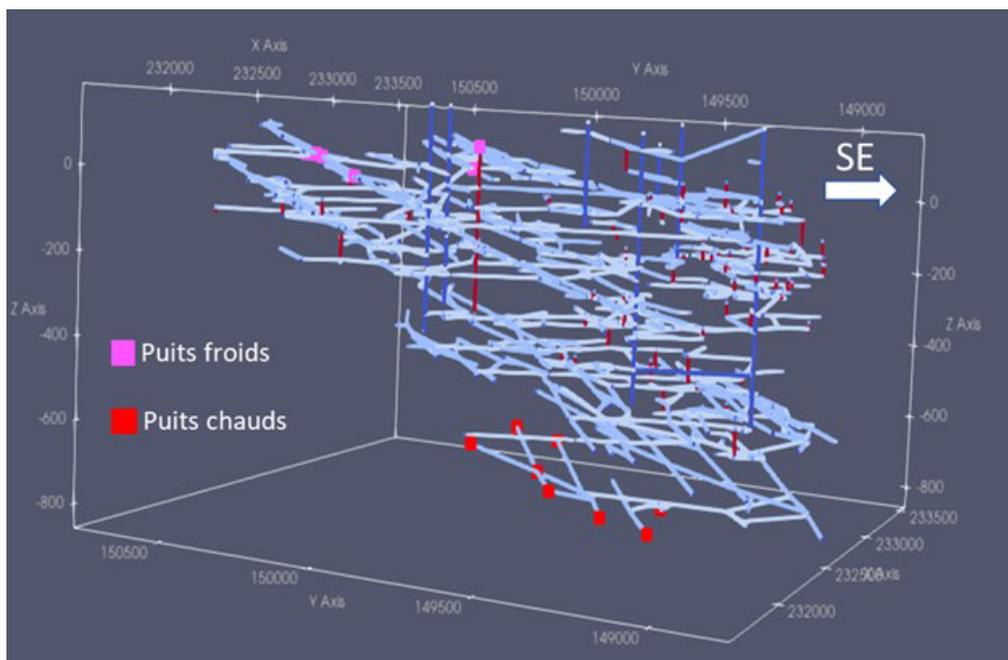


FIGURE 55 : EMBLEMES OPTIMAUX DES PUIS CHAUD ET FROID. VUE LATÉRALE.

Projet pilote en géothermie minière - Liège

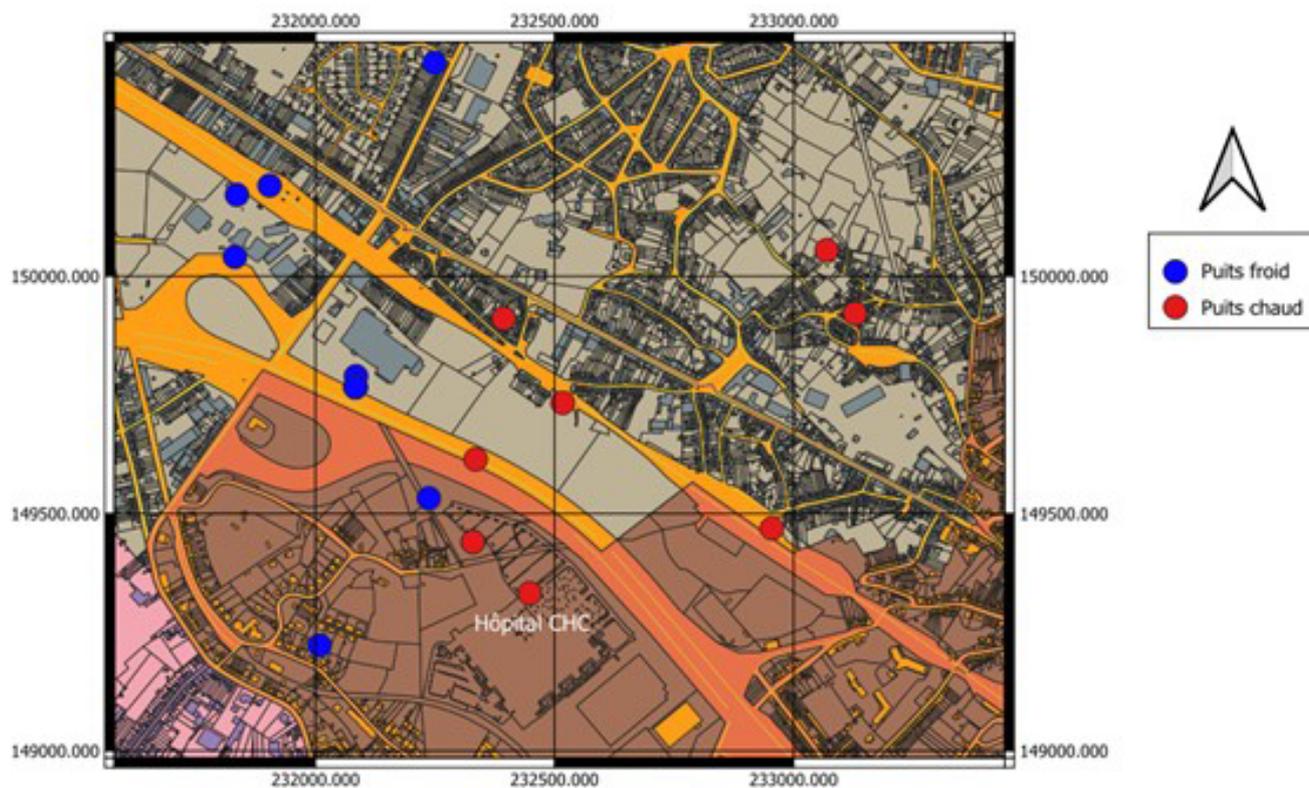


FIGURE 56 : EMBLEMES OPTIMAUX DES PUIXS CHAUD (ROUGE) ET FROID (BLEU) LOCALISÉS SUR LA CARTE DE LES PARCELLES À LIÈGE. À CHAQUE PUIXS CHAUD EST ASSOCIÉ UN PUIXS FROID OPTIMAL.

Réponse du réservoir dans le cas du scénario de base défini

La réponse en température et pression de production a été estimée pour les 10 meilleures paires de puits en fonction des taux d'injection et de production requis dans le cas du scénario de base (Figure 50) et des températures d'injection prévues. La température de réinjection envisagée pendant l'hiver est de 15 °C et de 32°C en été.

Les estimations sont faites pour 4 cas : les puits totalement ouverts, tous les puits avec un perméabilité de 1000 Darcies (10⁻² m/s), 100 Darcies (10⁻³ m/s) et 10 Darcies (10⁻⁴ m/s). Les derniers cas considèrent que tous les puits sont remblayés et la valeur de la perméabilité est fonction du type de remblayage 'Perméables' (Tableau 32).

K (m/s)	10 ¹ 1 10 ⁻¹ 10 ⁻² 10 ⁻³ 10 ⁻⁴ 10 ⁻⁵ 10 ⁻⁶ 10 ⁻⁷ 10 ⁻⁸ 10 ⁻⁹ 10 ⁻¹⁰ 10 ⁻¹¹											
	GRANULOMETRIE	homogène	Gravier pur		Sable pur	Sable très fin	Silt	Argile				
variée		Gravier gros et moyen	Gravier et sable	Sable et argile-Limons								
DEGRES DE PERMEABILITE	TRES BONNE			BONNE	MAUVAISE			NULLE				
TYPES DE FORMATIONS	PERMEABLES				SEMI-PERMEABLES				IMPER.			

↑ limites conventionnelles

TABLEAU 32 : PERMÉABILITÉ DES SOLS. POUR LA MODÉLISATION DE L'ÉCOULEMENT DANS LE PUIXS CONSIDÉRÉ REMBLAYAGE, LE TYPE DE FORMATIONS ATTENDU EST PERMÉABLES (WANKO, 2016)

L'objectif était de prendre en compte l'effet du remplissage des puits son impact sur la production de chaud et de froid. En général, les 10 paires de puits sélectionnées (Tableau 31) présentent un comportement similaire en matière de température de production. La Figure 57 montre une de ces paires de puits à titre d'exemple (puits chaud 82 et puits froid 712). On peut observer que la température de production du puits chaud diminue de 32 °C jusqu'à 27 °C environ quand les débits sont maximaux. Concernant le puits froid, la température de production augmente légèrement de 15 °C jusqu'à 17 °C environ.

L'effet de la perméabilité du matériau de remblayage en termes de température de production est faible. En général, la température de production chaude augment et la température de froid est légèrement supérieure quand la perméabilité diminue. Le changement maximal de température chaud et froide est 0.3 °C quand la perméabilité est réduite d'une condition totalement ouverte à une perméabilité de 10 Darcies.

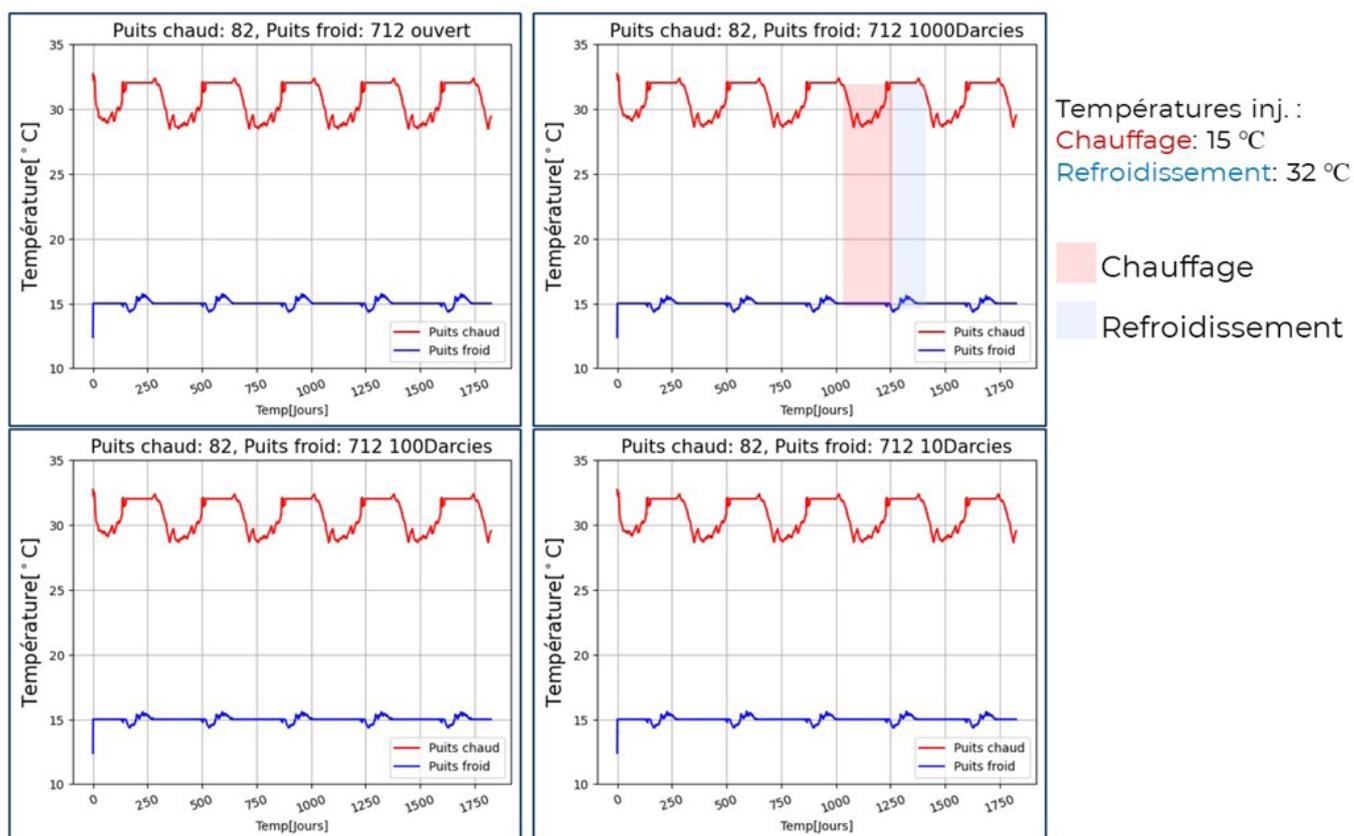


FIGURE 57 : PRÉDICTION DE LA TEMPÉRATURE DE PRODUCTION (FROIDE ET CHAUDE) PENDANT 5 CYCLES DE STOCKAGE DANS UNE PAIRE DE PUITS RECOMMANDÉE. TROIS CAS DE PERMÉABILITÉ 'κ[DARCIES]' DANS LES PUITS DE MINE (SHAFT) ÉTÉ CONSIDÉRÉ AINSI QUE LE CAS DE PUITS OUVERT (EN HAUTE À DROITE).

Concernant la pression, la présence de matériaux de remblayage dans les puits de mine a un effet au niveau du puits chaud aussi bien en période de production que d'injection. La Figure 58 montre que le changement de pression (dP) s'intensifie à mesure que la perméabilité diminue. Dans le cas d'une perméabilité équivalente à 10 Darcies, le dP peut atteindre jusqu'à 20 m pendant la période de production d'eau chaude. Cette valeur reste acceptable car la profondeur des puits chaud se situe entre 800 m – 1100 m. Les résultats des modèles montrent qu'il n'y a donc pas de problème de pompage et de communication hydraulique entre les puits envisagés.

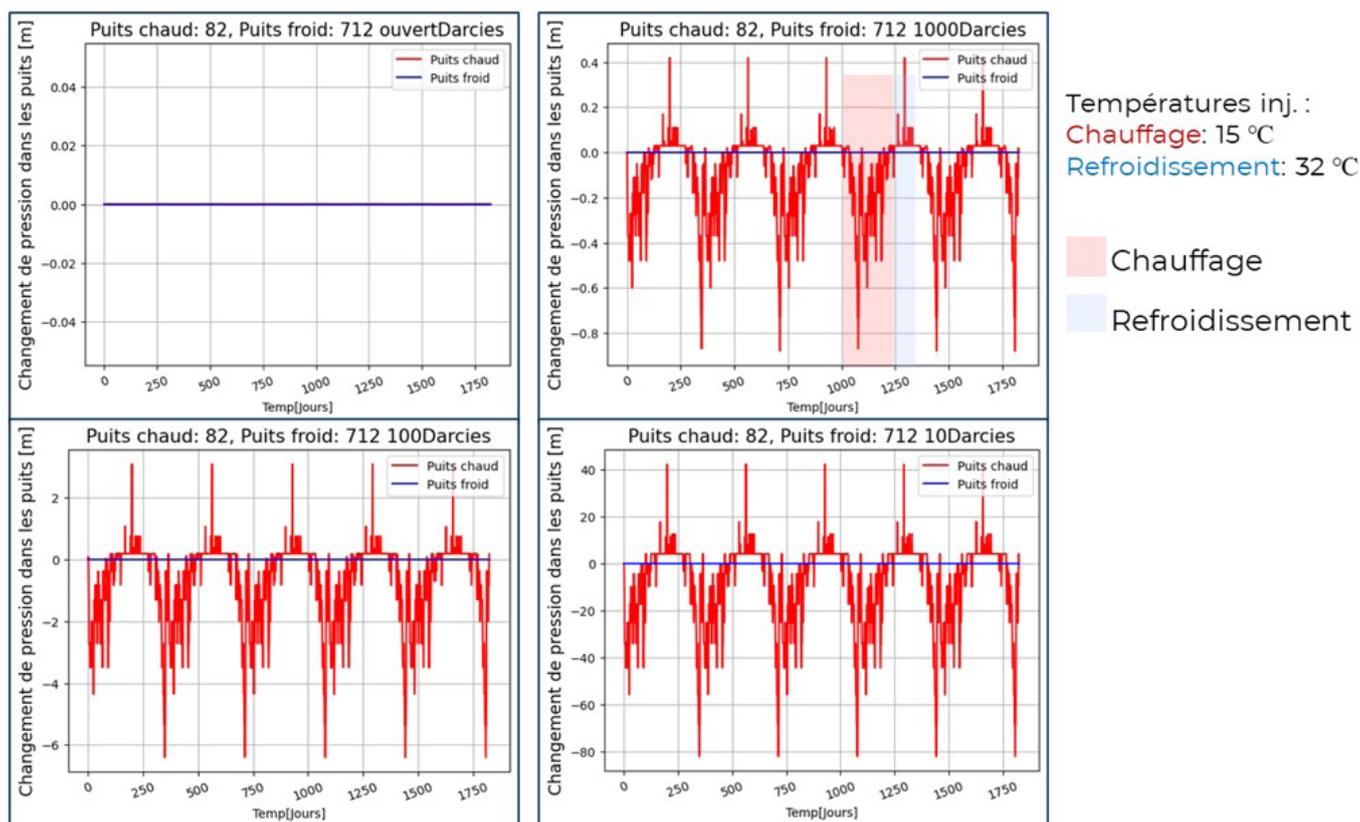


FIGURE 58 : PRÉDICTION DU CHANGEMENT DE PRESSION PENDANT 5 CYCLES DE STOCKAGE DANS UNE PAIRE DE PUIITS RECOMMANDÉE. TROIS CAS DE PERMÉABILITÉ 'k[DARCIES]' DANS LES PUIITS (SHAFT) ÉTÉ CONSIDÉRÉ COMME LE CAS DE PUIT OUVERT (EN HAUTE À DROITE). LES CHANGEMENTS DE PRESSION NÉGATIVE CORRESPONDENT AUX ÉTAPES DE PRODUCTION TANDIS QUE LES CHANGEMENTS POSITIFS AUX ÉTAPES D'INJECTION.

Comparaison entre la demande énergétique et l'énergie qui devrait être produite par la mine

La quantité de chaleur et de froid délivrable à partir du réservoir minier est comparée à la demande pour différents scénarios de conductivité hydraulique de puits de mine pour les paires de puits sélectionnés.

Les prévisions de production de chaleur et de froid sont similaires pour les 10 puits sélectionnés. Les résultats sont présentés en Figure 59 et Figure 60 pour la paire de puits 82 – 712. Des restrictions de débit, dues aux limites de pression, ne sont pas nécessaires et n'ont pas été prises en compte car le réseau de galeries à Liège ne présente pas de restrictions majeures au débit, comme illustré dans la Figure 58.

La chaleur demandée est presque entièrement couverte au début de la période de chauffage (Figure 59). Néanmoins, à partir du milieu de la période de chauffe, la mine ne peut plus satisfaire la demande en raison de la baisse de la température de production. Cela entraîne un déficit de chaleur de 445 MWh, ce qui représente environ 15 % de la demande totale de chaleur. Des mesures doivent donc être prises pour compenser ce déficit potentiel. La présence et l'utilisation des panneaux de la mine pourraient permettre de réduire ou de compenser ce déficit. Ce point est exploré dans le Modèle hydrogéologique ATES.

En ce qui concerne la production de froid, la Figure 60 montre que la demande de froid peut être entièrement satisfaite. L'eau froide pourrait être produite à des températures inférieures à 17 °C, ce qui garantit un delta de température de minimum 15 °C entre la température d'injection dans le puits chaud (32 °C) et la température de production à partir du puits froid. Ce delta de température est essentiel pour assurer la bonne performance du système en mode refroidissement.

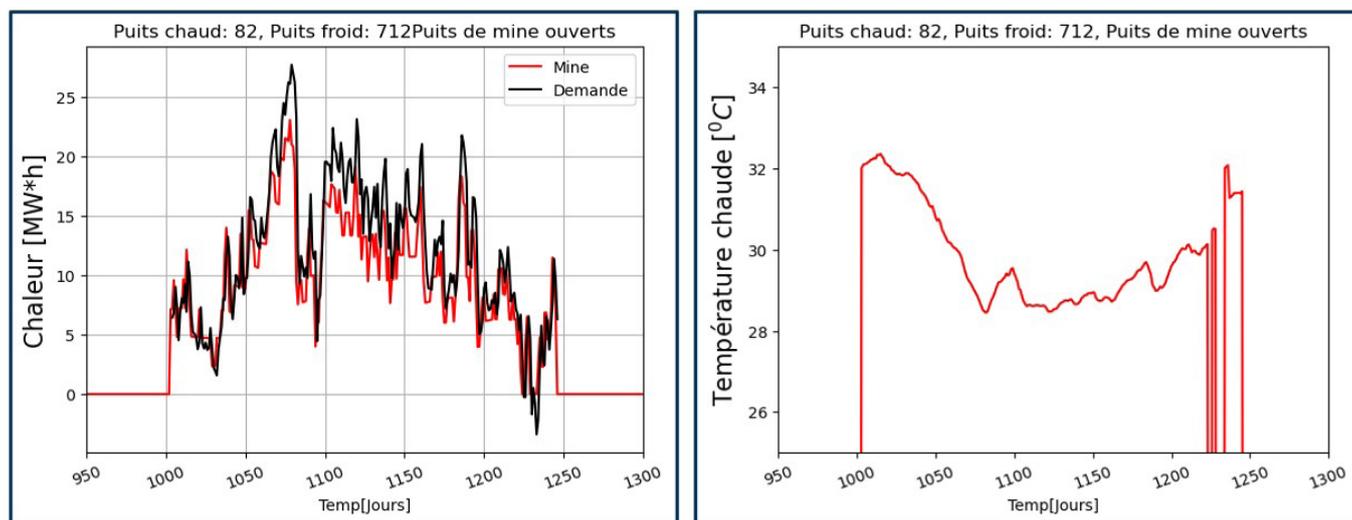


FIGURE 59 : COMPARAISONS ENTRE LA CHALEUR DEMANDÉE ET LA CHALEUR PRODUITE POUR L'ANCIENNE MINE (À GAUCHE). TEMPÉRATURE D'EAU CHAUDE (DROITE). HYPOTHÈSE : PUIXS DE MINE OUVERT. LES DÉBITS DES FLUIDES D'INJECTION ET DE PRODUCTION NE SONT PAS LIMITÉS.

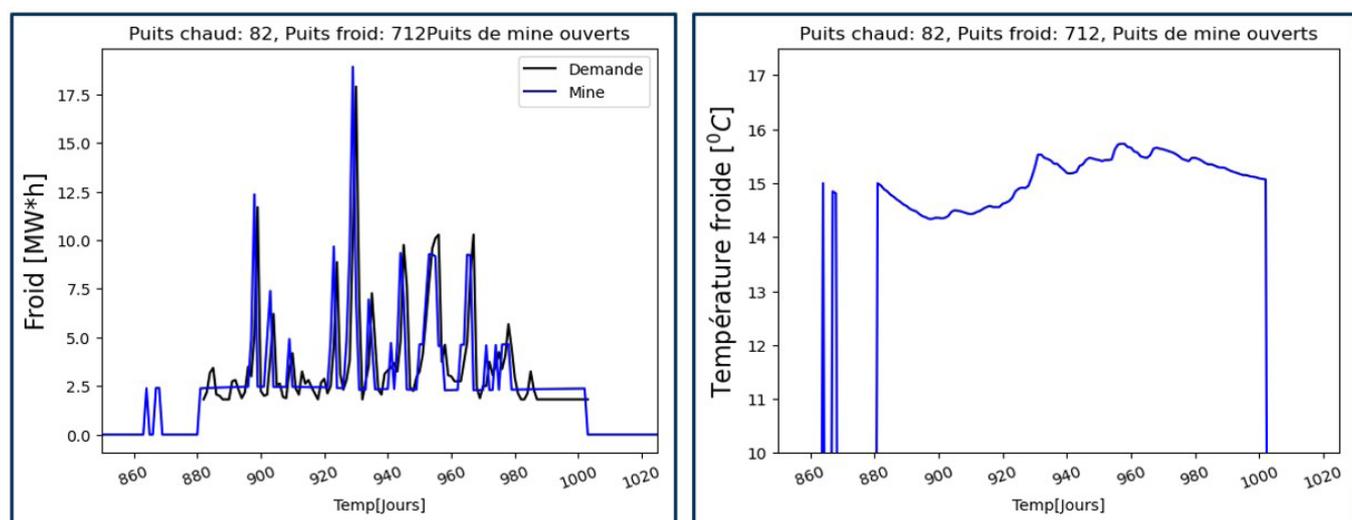


FIGURE 60 : COMPARAISONS ENTRE LE FROID DEMANDÉE ET LE FROID PRODUITE POUR L'ANCIENNE MINE (À GAUCHE). TEMPÉRATURE D'EAU FROIDE (DROITE). HYPOTHÈSE : PUIXS DE MINE. LES DÉBITS DES FLUIDES D'INJECTION ET DE PRODUCTION NE SONT PAS LIMITÉS.

Sélection de la paire de puits

La sélection finale des puits prend en compte les contraintes de surface, telles que : l'emplacement des puits dans des zones publiques et accessibles, ainsi qu'une position pratique par rapport au réseau de chauffage prévu. De plus, une contrainte d'altitude maximale de 90 m a été considérée pour le puits froid afin d'éviter toutes interactions hydrauliques le puits d'injection et les galeries les plus superficielles dont les galeries d'exhaure.

En conséquence, les paires de puits proches de l'Hôpital CHC ont été analysées. La paire de puits 82 – 979 a finalement été sélectionnée. Les coordonnées des puits sont décrites dans Tableau 33 et leur emplacement par rapport au réseau de chauffage prévu est montré en FIGURE 61. Une deuxième option envisageable est la paire de puits 82 – 30. Cette option présente un espacement plus court entre les puits, ce qui pourrait réduire les investissements dans les installations, mais comporte le risque d'induction d'un court-circuit thermique.

Identifiant	Puits chaud			Puits froid			
	Noeuds	x[m]	y[m]	z[m]	x[m]	y[m]	z[m]
1^{ère} option							
3919	82 - 979	232329.8	149441.1	-786.4	232085.2	149790	41
2^{ème} option							
3896	82 - 30	232329.8	149441.1	-786.4	232237.5	149532.9	45.3

TABLEAU 33 : COORDONNÉES DES PAIRES DE PUIITS (CHAUD ET FROID) SÉLECTIONNÉES.

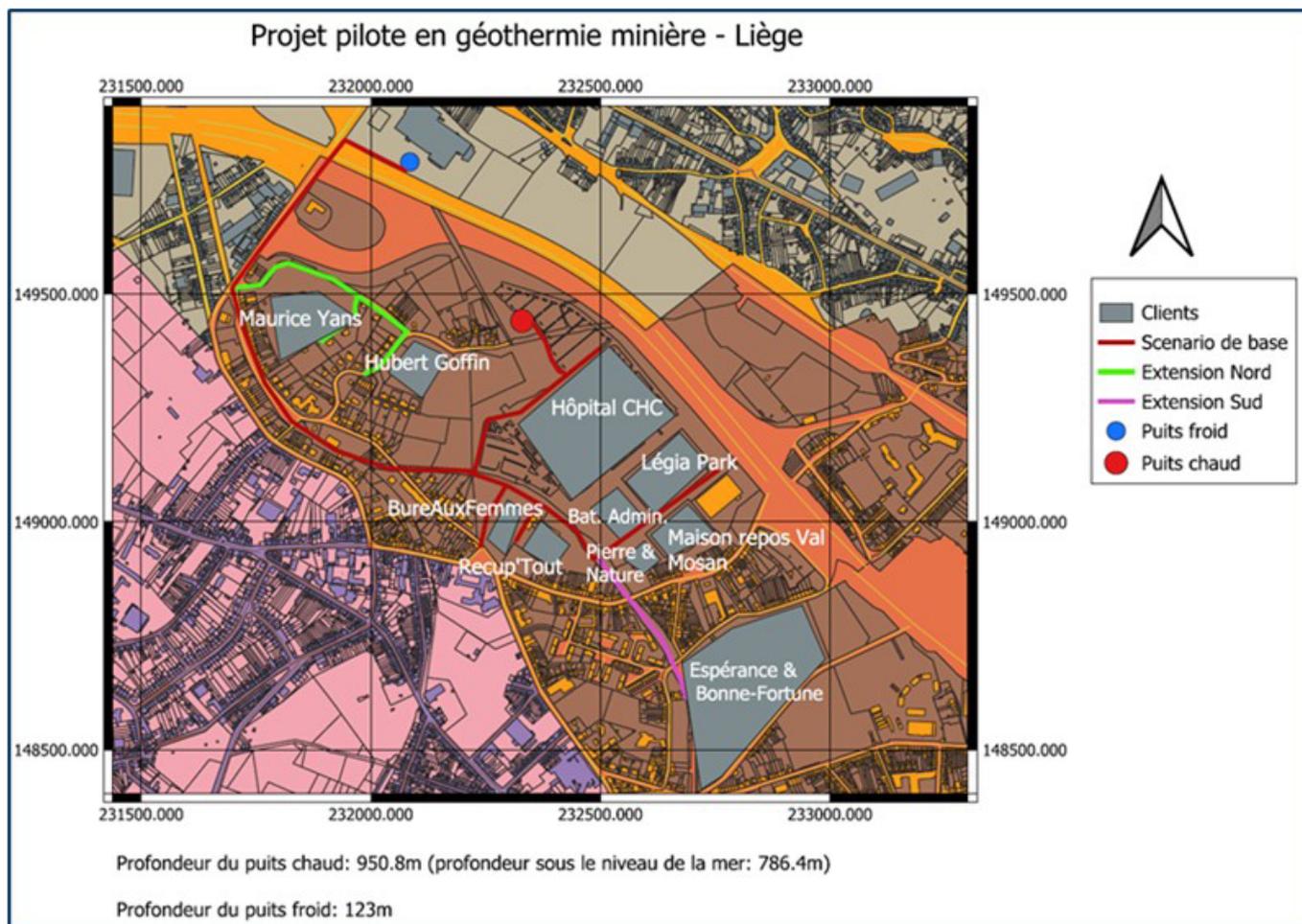


FIGURE 61 : EMPLACEMENT EN SURFACE DES PUIITS CHAUD ET FROID SÉLECTIONNÉS – 1^{ÈRE} OPTION. LE RÉSEAU DE CHAUFFAGE-REFROIDISSEMENT « SCÉNARIO DE BASE » ET SES POSSIBLES EXTENSIONS SONT ÉGALEMENT PRÉSENTÉS.

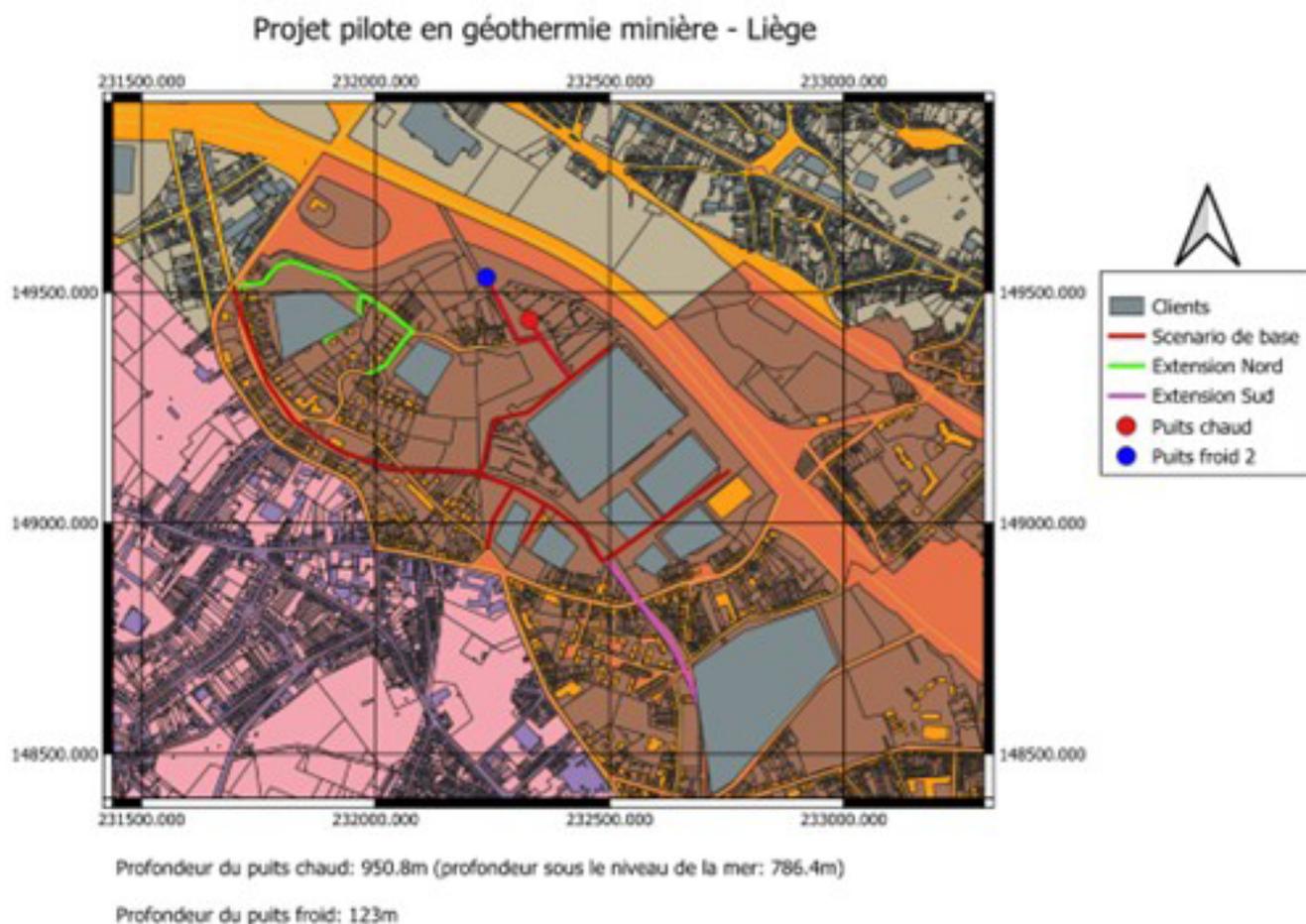


FIGURE 62 : EMPLACEMENT EN SURFACE DES PUITS CHAUD ET FROID SÉLECTIONNÉS – 2ÈME OPTION. LE RÉSEAU DE CHAUFFAGE-REFROIDISSEMENT « SCÉNARIO DE BASE » ET SES POSSIBLES EXTENSIONS SONT ÉGALEMENT PRÉSENTÉS.

Conclusions de la modélisation avec écoulement principal dans les galeries

Les résultats des simulations réalisées considérant uniquement les écoulements dans les anciens(ne)s puits et galeries sont très positifs quant à la mise en œuvre d'un projet-pilote sur le site sélectionné. La demande du scénario de base est en effet quasi totalement couverte par le système Geomine, seuls 15% de la demande chaleur n'est pas satisfaite entièrement.

Deux options d'emplacement pour les doublets de puits sont recommandées sur la base de l'étude de modélisation. Les deux options utilisent le même puits profond pour la production et le stockage d'eau chaude, mais diffèrent par les puits peu profonds utilisés pour la production et le stockage d'eau froide. Selon les résultats de la simulation, les deux emplacements de doublet sont optimaux. Toutefois, l'option avec un espacement réduit entre les puits pourrait présenter un risque de court-circuit thermique, si des caractéristiques géologiques imprévues établissaient une communication verticale entre les puits. Il appartient donc au développeur de choisir l'une de ces options en tenant compte du risque mentionné et d'autres éléments du projet, tels que la localisation des clients, la performance du réseau de chauffage, et les contraintes de forage, entre autres.

2.6.4. Modèle hydrogéologique ATES

Objectifs

Le modèle hydrogéologique 3D ATES a pour but de compléter les simulations réalisées à l'aide du modèle EPANET. L'objectif de la modélisation hydrogéologique 3D est de représenter l'hétérogénéité du milieu souterrain en considérant le massif exploité comme un milieu hétérogène avec des zones préférentielles d'écoulement, plus perméables. Ces dernières correspondent à différentes zones de l'ancienne mine :

- Le réseau de galeries et puits miniers ;
- Les panneaux exploités, aujourd'hui foudroyés ;
- Les régions sus et sous-jacentes aux panneaux exploités, fracturées.

Le modèle ATES est développé en deux étapes :

- Dans un premier temps, le massif Houiller, les zones foudroyées et fracturées suite à l'exploitation minière sont considérés comme un milieu homogène. Les galeries et puits de mines sont représentés explicitement et les interactions avec le massif houiller sont modélisées ;
- Ensuite, l'hétérogénéité induite par les panneaux exploités ainsi que les zones fracturées est incluse dans le modèle, avec les galeries.

Logiciel utilisé

Le modèle hydrogéologique 3D ATES est développé avec le logiciel FEFLOW (Finite Element sub-surface FLOW simulation system). Il permet de simuler les écoulements souterrains ainsi que le transport de chaleur au sein d'un milieu poreux, par la méthode des éléments finis (Diersch, 2014).

Le logiciel FEFLOW permet la modélisation du massif exploité de manière hybride, combinant des éléments 1D, 2D et 3D. Les éléments 1D et 2D représentent des zones très perméables et de porosité de transport élevée. L'écoulement au sein de ces éléments peut être défini selon la loi de Hagen-Poiseuille (écoulement en conduites), la loi de Darcy (écoulement en milieu poreux) ou la loi de Manning-Strickler (écoulement en surface libre). Les éléments 3D représentent quant à eux un milieu poreux et l'écoulement est donc défini selon la loi de Darcy (Diersch, 2014). Les éléments 1D et 2D permettent ainsi de traduire les zones préférentielles d'écoulement au sein de l'ancienne exploitation minière tout en réduisant le nombre total d'éléments du modèle.

De plus, le logiciel FEFLOW tient compte de la variation de la densité de l'eau en fonction de la température. Cela permet de considérer les variations dues à la fois à l'utilisation du système géothermique, ainsi qu'au gradient naturel de température au sein du sous-sol.

Modèle conceptuel

Frontières du modèle

La zone modélisée s'étend latéralement sur une surface de 4.75 km² (Figure 1). Les frontières ont été choisies afin d'englober l'ensemble de la concession Patience et Beaujonc, pour laquelle les anciens travaux miniers ont été numérisés dans ce projet.

Verticalement, le modèle s'étend de +200 m à -900 m d'altitude.

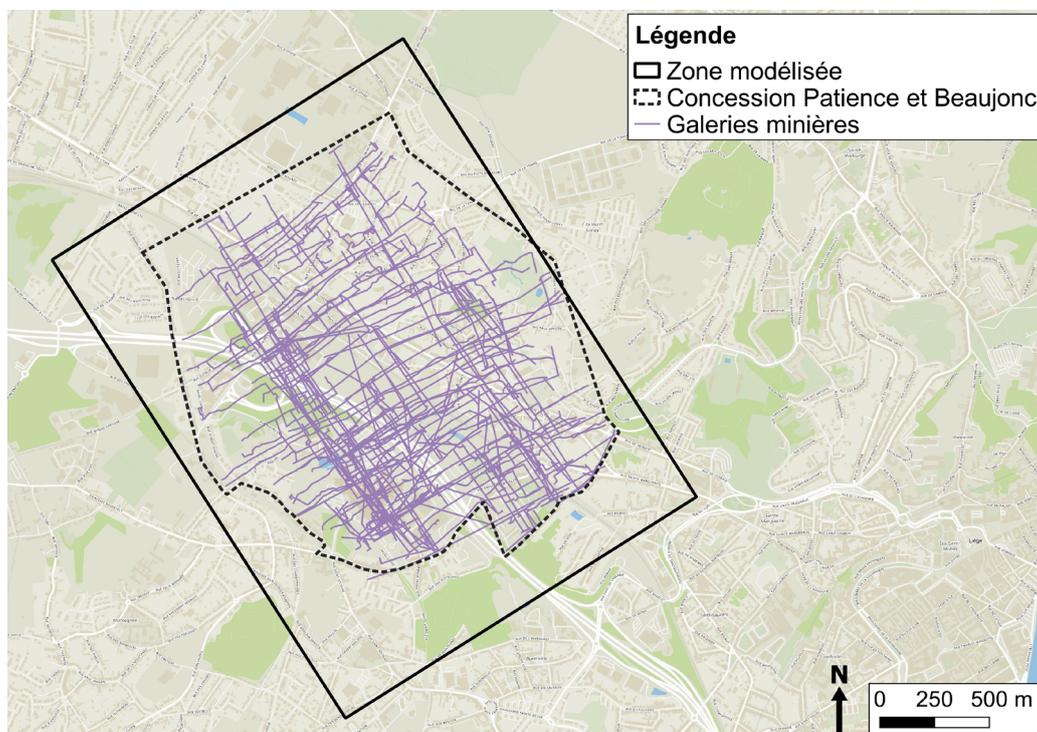


FIGURE 63 : ÉTENDUE LATÉRALE DE LA ZONE MODÉLISÉE.

Conditions aux frontières

L'écoulement au sein du Houiller est supposé dirigé vers la Meuse, qui constitue l'exutoire hydrogéologique régional. Des potentiels sont donc imposés, sur toute la hauteur du modèle aux frontières sud-est et nord-ouest, suivant le sens supposé de l'écoulement (Figure 2). Une hauteur piézométrique de 90 m est imposée au sud-est, correspondant à l'altitude minimale de la zone modélisée. Au nord-ouest, un potentiel de 115 m est imposé afin d'engendrer un gradient de 1 % au sein du modèle. L'écoulement à travers les frontières sud-ouest et nord-est est supposé négligeable, et une condition de flux nul est imposée à ces frontières. De plus, la recharge ainsi que les interactions avec les couches superficielles et les couches plus profondes sont également considérées comme négligeables. Un flux nul est donc imposé au frontières supérieure et inférieure du modèle.

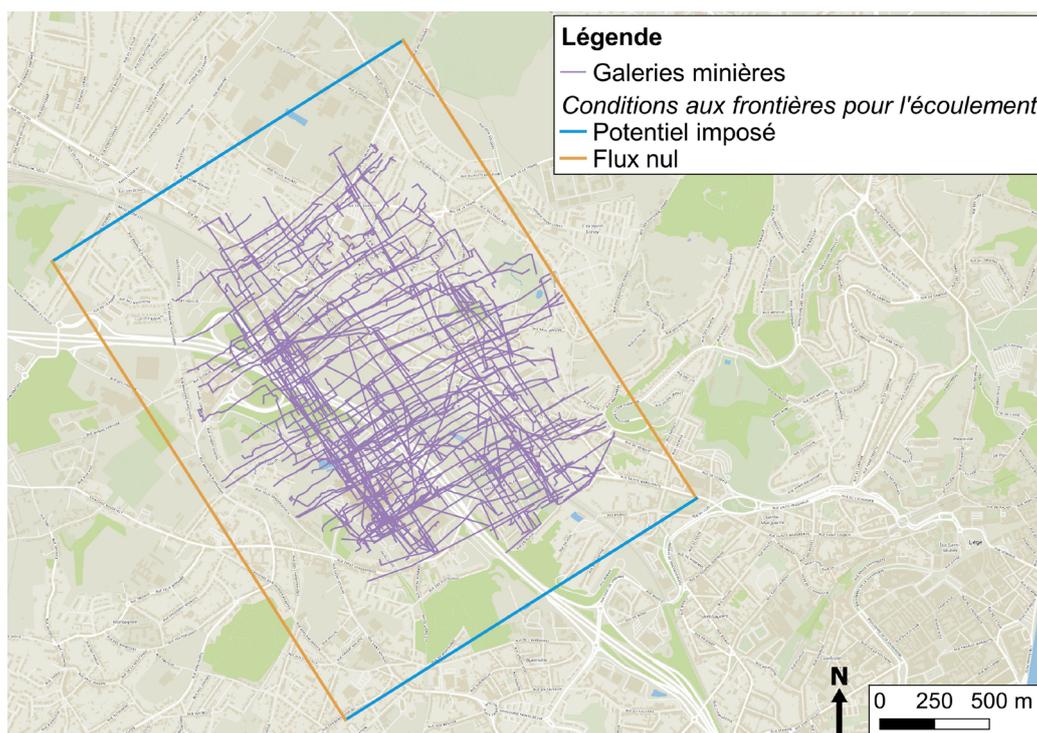


FIGURE 64 : CONDITIONS AUX FRONTIÈRES POUR L'ÉCOULEMENT.

Concernant le transport de chaleur, des températures sont imposées à toutes les frontières du modèle. La température moyenne annuelle à la surface est supposée égale à 11 °C pour une altitude moyenne de 156 m. Les températures imposées aux frontières du modèle sont calculées en fonction de la profondeur afin d'imposer un gradient géothermique de 0.023 °C/m.

Paramètres thermo-hydrogéologiques

Le modèle hydrogéologique 3D ATES permet la représentation du massif Houiller intact ainsi que des zones impactées par l'exploitation minière :

- Le réseau de galeries et puits miniers digitalisé par l'UMONS est introduit dans le modèle sous forme d'éléments 1D ;
- Les zones fracturées sus et sous-jacentes aux panneaux exploités sont représentées par des éléments 3D ;
- L'encaissant Houiller non anthropisé est modélisé par des éléments 3D.

Il est à noter que les galeries d'exhaure drainant l'aquifère vers la Meuse n'ont pas été digitalisées dans cette étude, par manque de disponibilité des données. Cependant, les puits froids des deux doublets étant situés sous le niveau de la Meuse (environ 60 m), les rendements thermiques du système ne devraient pas être impactés par ces galeries. Le placement des puits de réinjection sous le niveau de la Meuse devrait également permettre de réduire les risques de coups d'eau ou de stabilité de ces galeries d'exhaure.

Pour le massif Houiller intact, les paramètres thermo-hydrogéologiques considérés pour la modélisation correspondent à des valeurs représentatives de ce type de lithologie.

Concernant les galeries et les puits miniers, divers tests ont été réalisés, notamment en considérant de l'écoulement en conduites au sein du réseau de galeries. Cela permettait de se rapprocher au plus du modèle EPANET. Cependant, considérer des conduites ouvertes au sein d'un massif encaissant relativement peu perméable engendrait des problèmes de convergence. Ainsi, finalement, la loi de Darcy est utilisée au sein des éléments 1D qui représentent alors un milieu poreux. Les galeries sont considérées comme toujours ouvertes aujourd'hui. Une conductivité hydraulique très élevée leur est attribuée, ainsi qu'une porosité de transport de 100 %. En revanche, les puits miniers sont supposés remblayés. Comme dans le cas du modèle EPANET, une étude de sensibilité a été réalisée afin de déterminer l'impact de leur conductivité hydraulique, en fonction de leur état de remblaiement.

Enfin, les zones fracturées (éléments 3D) sont plus perméables que le massif intact et les paramètres choisis correspondent à des valeurs typiquement utilisées pour représenter de tels milieux. L'ensemble des paramètres pour le scénario de référence sont repris dans le Tableau 34. La conductivité thermique de l'eau dans le modèle s'élève à 0.65 W/mK, et sa capacité thermique volumique à 4.2 MJ/m³K.

	Houiller intact	Galeries	Puits	Zones fracturées
Conductivité hydraulique (m/s)	10 ⁻⁷	10 ⁻¹	10 ⁻²	10 ⁻⁴
Coefficient d'emmagasinement spécifique (m-1)	10 ⁻⁴	10 ⁻⁴	10 ⁻⁴	10 ⁻⁴
Porosité de transport (%)	1.5	100	10	5
Capacité thermique volumique de la matrice solide (MJ/m ³ °K)	2.25	2.25	2.25	2.25
Conductivité thermique de la matrice solide (W/m°K)	2.78	2.78	2.78	2.78
Diamètre (m)	///	1.5 / 2	5	///
Épaisseur (m)	///	///	///	///

TABLEAU 34 : PARAMÈTRES THERMO-HYDROGÉOLOGIQUES POUR LE MODÈLE ATES DANS LE SCÉNARIO DE RÉFÉRENCE.

Conditions initiales

Le modèle est exécuté une première fois en régime permanent afin d'obtenir des conditions initiales pour l'écoulement. Concernant le transport de chaleur, la température initiale correspond à la température naturelle du milieu, calculée à partir de la température à la surface et du gradient géothermique.

Paramètres du système géothermique

Les débits journaliers nécessaires afin de répondre aux demandes de chaud et de froid sont moyennés afin d'obtenir des valeurs mensuelles des débits d'injection et de pompage, du 1er janvier au 31 décembre (Figure 65). Ce choix permet de réduire les temps de calcul qui seraient trop importants en conservant des débits journaliers. Néanmoins, les valeurs moyennisées restent représentatives de la demande réelle. De plus, des pics sont observés, qui permettent d'observer la réponse du système à une demande plus élevée sur une période relativement courte.

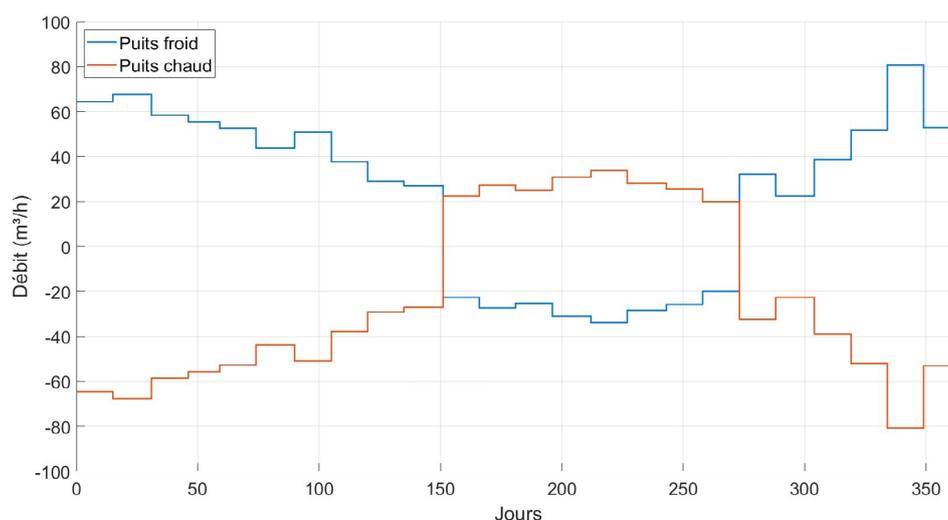


FIGURE 65 : DÉBITS DE POMPAGE (NÉGATIFS) ET DE RÉINJECTION (POSITIFS) POUR LA MODÉLISATION ATES.

En hiver, l'eau est réinjectée dans le puits froid à une température constante de 15 °C. En été, elle est réinjectée dans le puits chaud à 32 °C.

Les doublets 82-30 et 82-979 présentés en Figure 66 sont testés dans la modélisation ATES.

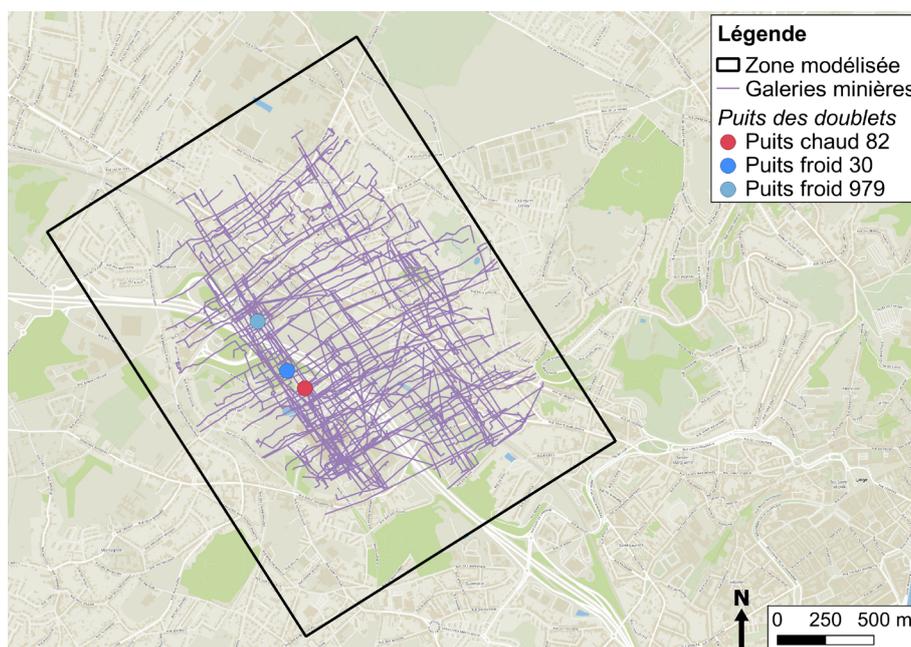


FIGURE 66 : POSITION DES DOUBLES GÉOTHERMIQUES POTENTIELS.

Maillage

Le maillage est construit avec le logiciel Gmsh (Geuzaine & Remacle, 2009), qui permet de générer des maillages 3D non structurés. Cela permet de raffiner le maillage uniquement à proximité d'éléments tels que les travaux miniers et les puits utilisés pour la géothermie. Il n'est en effet pas nécessaire de raffiner le maillage sur l'ensemble de la profondeur modélisée avec un maillage non structuré, ce qui permet de grandement réduire le nombre total d'éléments, critique pour les temps de calcul.

Premier modèle : massif rocheux homogène et réseau de galeries et puits miniers

Dans un premier temps, les seuls travaux miniers pris en compte pour la modélisation sont les ouvrages d'accès et de communication. Ainsi, la mine est représentée par un massif rocheux homogène au sein duquel le réseau de galeries et puits miniers forme des axes préférentiels d'écoulement. Les zones fracturées ne sont donc pas explicitement intégrées à ce premier modèle. Cette étape s'est révélée nécessaire car la grande complexité du réseau de galeries et le grand nombre de panneaux exploités rendent la construction du maillage de la zone modélisée délicat. Elle permet néanmoins de mettre en évidence les différences avec la modélisation réalisée avec le logiciel EPANET, qui considère de l'écoulement en conduite au sein des galeries et non de l'écoulement en milieu poreux. Cela permet également de mieux appréhender les échanges éventuels entre le réseau de galeries et le massif rocheux.

Le maillage est composé de 279 592 tétraèdres et 51 473 nœuds. Les galeries sont introduites comme des éléments 1D passant par les arêtes des tétraèdres (Figure 67). De manière générale, les galeries secondaires suivant l'orientation des couches exploitées possèdent un diamètre de 1.5 m, alors que les galeries principales reliant les galeries aux puits, horizontales, ont un diamètre de 2 m. Les puits miniers ont quant à eux un diamètre de 5 m. Il est important de différencier ces éléments dans le maillage, car ils possèdent des propriétés thermo-hydrogéologiques distinctes.

Enfin, les puits géothermiques sont intégrés au maillage comme des nœuds faisant partie des éléments 1D formant les galeries.

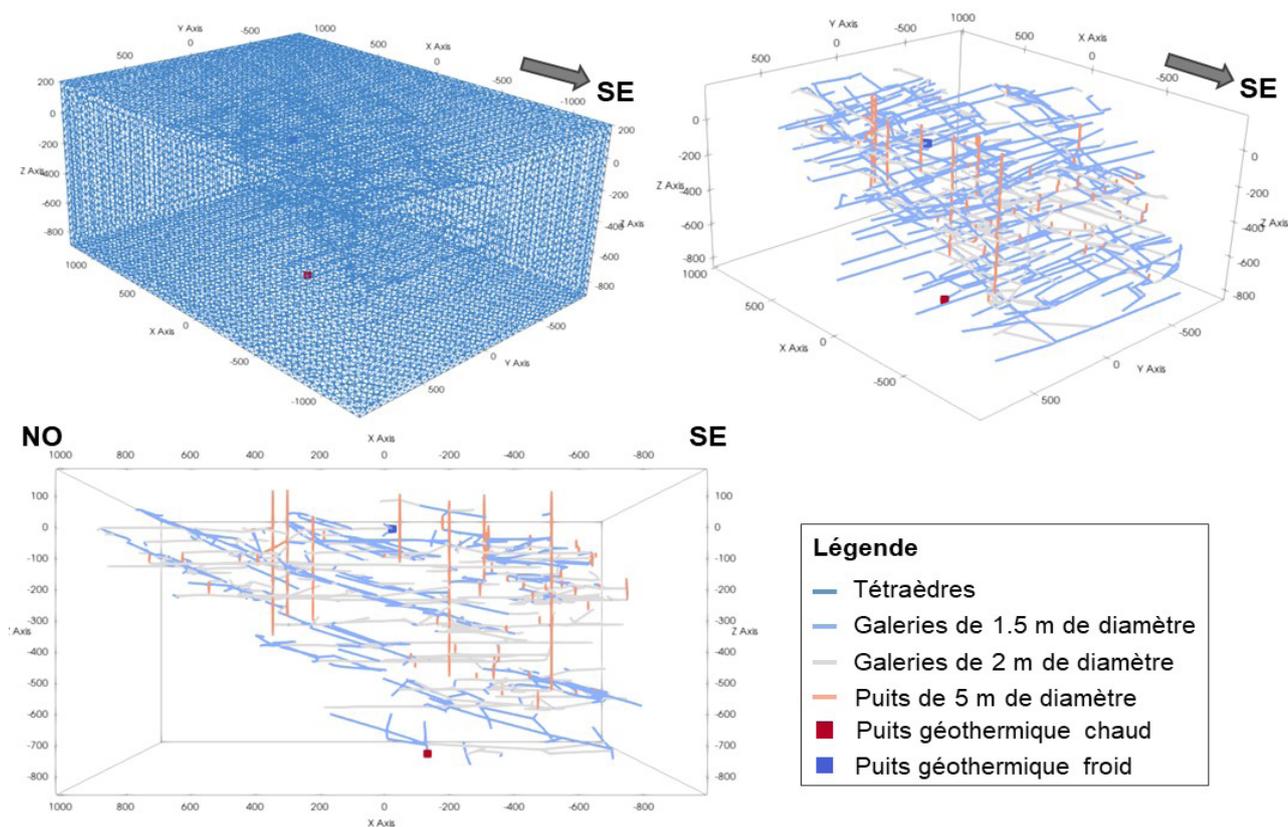


FIGURE 67 : PREMIER MODÈLE INCLUANT LE RÉSEAU DE GALERIES ET PUIITS MINIERS.

Second modèle : massif rocheux incluant le réseau de galeries et les zones fracturées

Le second modèle développé tient compte des zones fracturées sus et sous-jacentes aux panneaux exploités, en plus du réseau de galeries et puits miniers. Le maillage en tant que tel est identique à celui du premier modèle. Les zones fracturées sont représentées par les éléments 3D dans un rayon d'environ 30 m au-dessus et sous les panneaux.

Tous les panneaux numérisés par l'UMONS n'ont pas été considérés. En effet, introduire l'ensemble des panneaux aurait mené à considérer la quasi-totalité du massif Houiller comme plus perméable. Ainsi, seuls les panneaux situés à proximité des deux doublets géothermiques potentiels sont pris en compte, ainsi qu'un panneau situé dans la zone intermédiaire entre le puits chaud profond et les puits froids en surface (Figure 68).

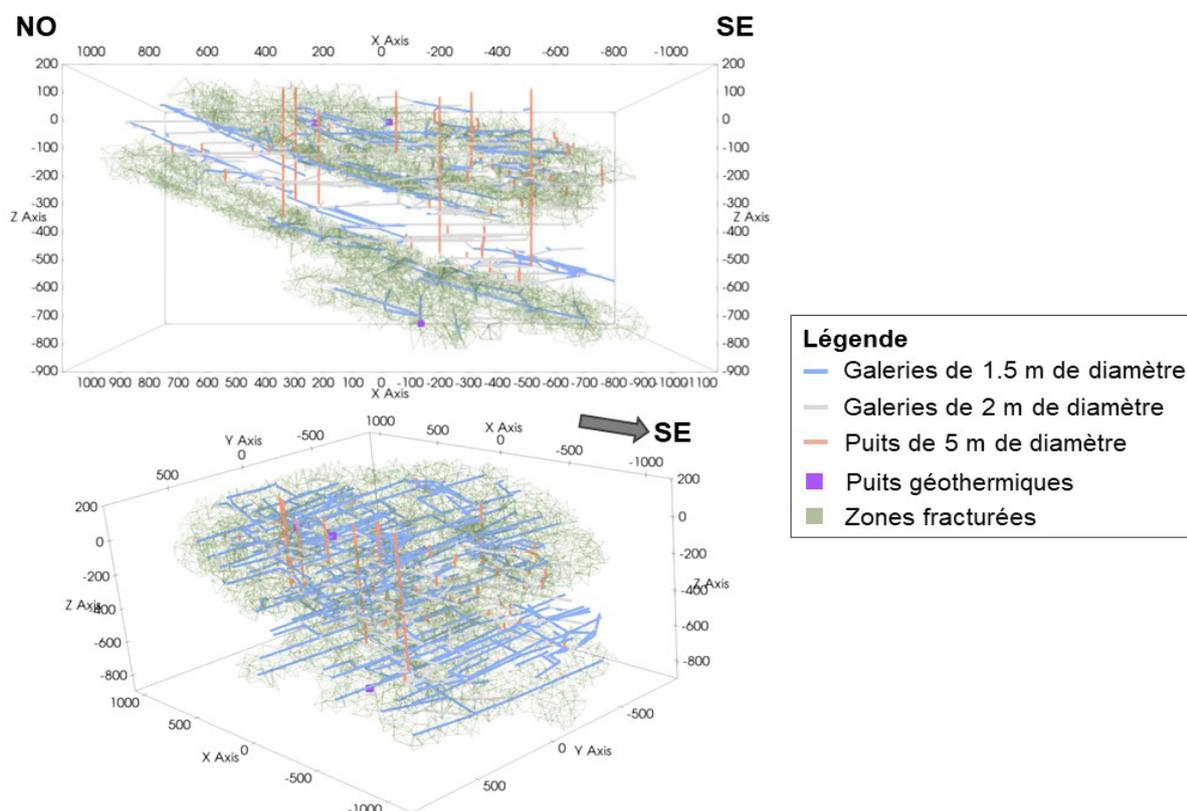


FIGURE 68 : SECOND MODÈLE INCLUANT LE RÉSEAU DE GALERIES ET PUIITS MINIERs, ET LES ZONES FRACTURÉES SUS ET SOUS-JACENTES AUX PANNEAUX EXPLOITÉS.

Résultats des modélisations

Premier modèle : massif rocheux intact et réseau de galeries et puits miniers

Tout d'abord, les résultats de la modélisation ATEs sont présentés pour le cas de référence (Tableau 34) avec le doublet 82-30. Dans ce cas de référence, des conductivités hydrauliques de 1×10^{-7} m/s pour le massif Houiller intact, 0.1 m/s pour les galeries et 1×10^{-2} m/s pour les puits miniers sont considérées.

Ensuite, cinq scénarios supplémentaires, visant à étudier la sensibilité du modèle aux différents paramètres, sont simulés :

- Deux premiers scénarios considérant une conductivité hydraulique de 1×10^{-3} m/s ou de 1×10^{-4} m/s pour les puits. En effet, l'état de remblaiement des puits ainsi que le matériau utilisé sont sources d'incertitudes. Ces différents cas de perméabilité des puits permettent de simuler divers états et matériaux de remblayage. La conductivité hydraulique des galeries reste quant à elle inchangée, car elles sont supposées ouvertes.
- Trois scénarios considérant des conductivités hydrauliques de 1×10^{-6} , 1×10^{-5} et 1×10^{-4} m/s pour le massif encaissant. En effet, les zones fracturées n'étant pas prises en compte dans ce premier modèle, il s'agit d'une première approche permettant de mettre en évidence

d'éventuelles interférences entre le puits chaud et le puits froid en présence de zones plus perméables dans le massif.

Pour chaque scénario, 5 années de cycle chauffage/refroidissement sont simulées, du 1^{er} janvier au 31 décembre. Ces mêmes scénarios sont ensuite simulés pour le doublet 979-30.

Finalement, un cas théorique envisageant un doublet constitué d'un puits froid et d'un puits chaud situés sur un même puits minier unique est présenté à l'Annexe B. Ce scénario simule un cas de chauffage pendant 5 ans, avec pompage dans le puits chaud et injection dans le puits froid en continu, à 50 m³/h. Il permet de mettre en évidence l'existence d'un court-circuit avec l'arrivée d'eau froide dans le puits chaud. Les éléments du modèle 1D constituent donc bien un chemin préférentiel d'écoulement dans le modèle 3D.

SCÉNARIO DE RÉFÉRENCE (DOUBLET 82-30)

L'évolution de la température dans les puits du système géothermique est présentée à la Figure 69 pour le cas de référence. En période de chauffage, l'injection se fait dans le puits froid à une température de 15 °C, supérieure à la température initiale de 13.55 °C, ce qui entraîne, dans les premiers moments, l'augmentation de sa température. Le pompage dans le puits chaud engendre quant à lui une très légère diminution de la température, qui reste cependant proche de la température initiale. En été, l'injection se fait dans le puits chaud à 32 °C, température légèrement inférieure à la température du puits à la fin de l'hiver. Dans le puits froid, une faible diminution de la température est observée, puisque l'injection avait été réalisée à une température supérieure à sa température initiale. Globalement, au cours des 5 cycles simulés, les maxima au sein des deux puits restent stables et proches des températures de réinjection. Le puits chaud ne se refroidit pas, et le puits froid ne se réchauffe pas. Les résultats sont proches mais légèrement plus optimistes que ceux obtenus dans le cadre de la première approche, ce qui est logique compte tenu de la prise en compte du massif autour des galeries.

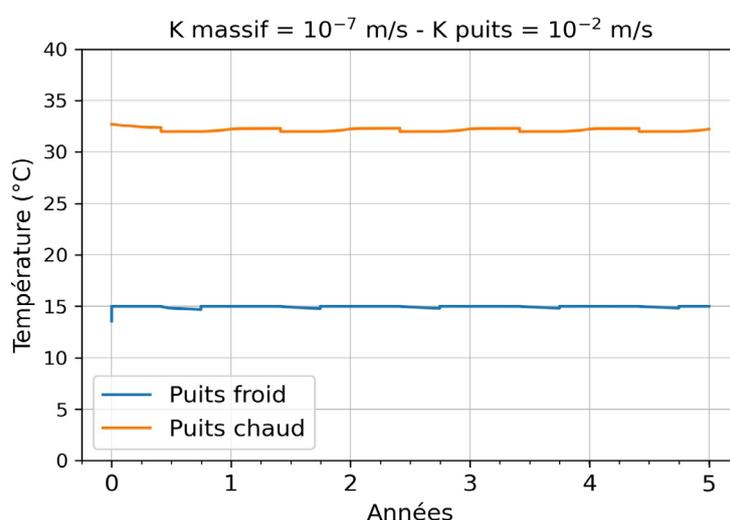


FIGURE 69 : EVOLUTION DE LA TEMPÉRATURE AU SEIN DES PUIITS GÉOTHERMIQUES POUR LE SCÉNARIO DE RÉFÉRENCE (PREMIER MODÈLE, DOUBLET 82-30).

La Figure 70 montre quant à elle l'évolution de la variation de hauteur piézométrique dans les puits du système géothermique. Les rabattements simulés par la modélisation ATES sont plus importants que ceux de la modélisation EPANET. En effet, cette dernière considère de l'écoulement en conduite au sein des galeries, entièrement ouvertes. La modélisation ATES considère quant à elle l'écoulement en milieu poreux qui répond à la loi de Darcy. Même en considérant une perméabilité très élevée pour les galeries, le rabattement simulé sera toujours supérieur en milieu poreux que dans une conduite entièrement ouverte. De plus, le modèle ATES tient compte des échanges et

interactions entre le réseau de galeries et le massif rocheux. Une partie de la pression engendrée par le pompage et la réinjection est dissipée au sein de celui-ci, moins perméable que les galeries.

Le Δh maximal simulé s'élève à environ 27 m pour le puits chaud en période de pompage, et 12 m pour le puits froid en période d'injection. Le rabattement simulé est plus important dans le puits chaud que dans le puits froid, car ce dernier est situé dans une zone de grande densité de galeries, alors que le puits chaud est plus isolé à l'extrémité d'une galerie très profonde. Les pressions se dissipent donc moins rapidement dans le réseau de galeries à proximité du puits chaud qu'à proximité du puits froid. Néanmoins, pour les deux puits, les valeurs simulées de rabattement restent acceptables vu la profondeur respective des puits.

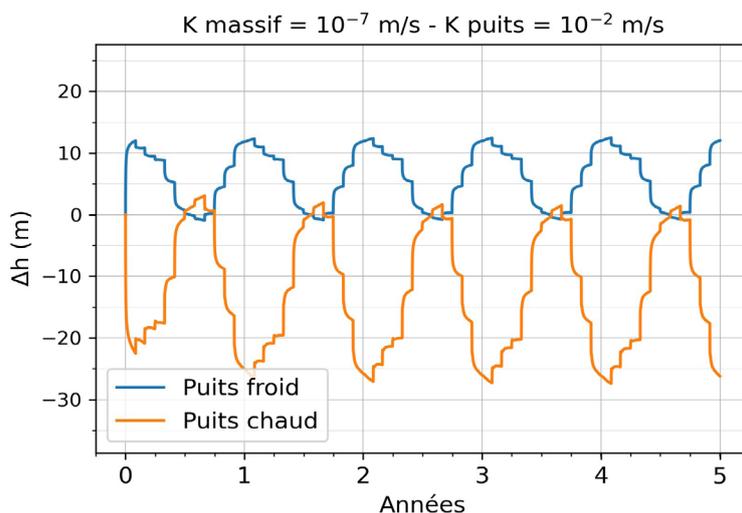


FIGURE 70 : ÉVOLUTION DU Δh AU SEIN DES PUIITS GÉOTHERMIQUES POUR LE SCÉNARIO DE RÉFÉRENCE (PREMIER MODÈLE, DOUBLET 82-30).

De plus, les vues en coupe de la température à la fin du 5^e cycle au puits froid et au puits chaud sont présentées en Figure 71 et Figure 72. La température dans le puits chaud restant très proche de la température initiale au long des 5 cycles (Figure 69), aucun panache de froid ou de chaud n'est visible autour de celui-ci. En revanche, un panache de température légèrement supérieure à la température initiale se développe autour du puits froid. En effet, la réinjection à 15 °C entraîne une faible augmentation de la température dans le puits, initialement à 13.5 °C.

Ces vues en coupe montrent que les panaches de température restent localisés autour des puits de production. Il ne semble donc pas exister de risque d'arrivée d'eau chaude dans le puits froid et inversement.

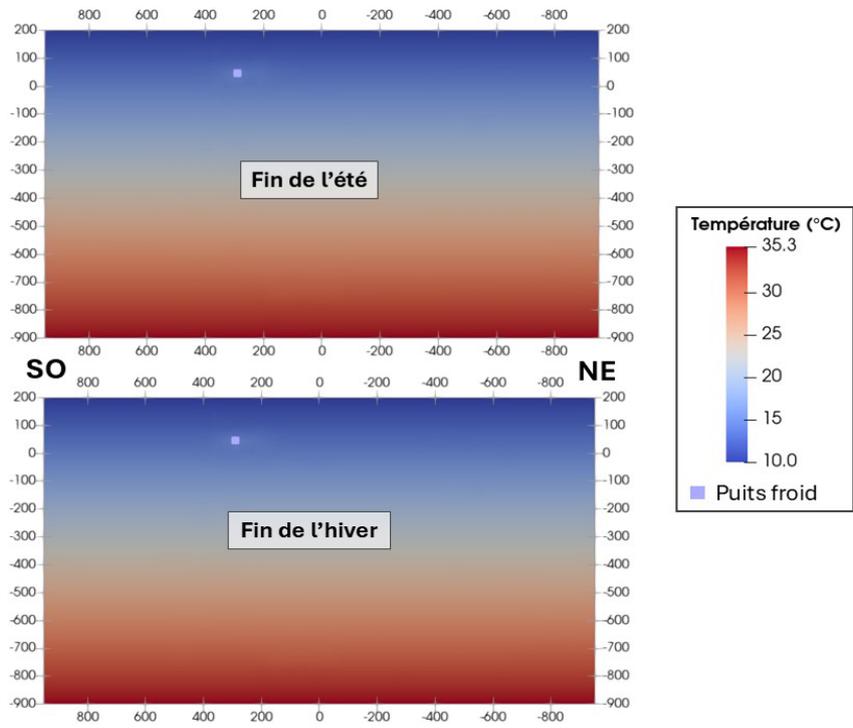


FIGURE 71 : COUPES SO-NE AU PUITS FROID MONTRANT LA TEMPÉRATURE À LA FIN DU 5E CYCLE DE CHAUFFAGE/REFROIDISSEMENT (PREMIER MODÈLE, DOUBLET 82-30).

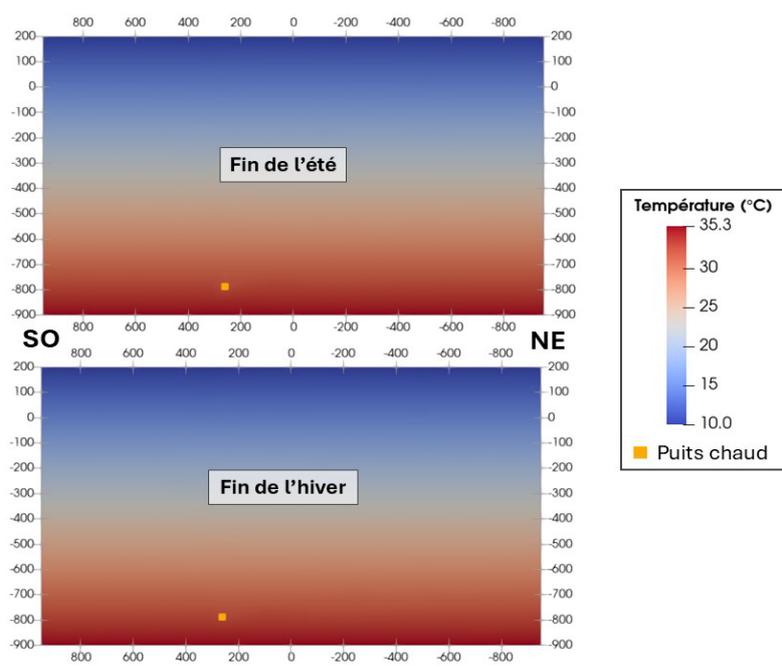


FIGURE 72 : COUPES SO-NE AU PUITS CHAUD MONTRANT LA TEMPÉRATURE À LA FIN DU 5E CYCLE DE CHAUFFAGE/REFROIDISSEMENT (PREMIER MODÈLE, DOUBLET 82-30).

Finalement, les Figure 73 et Figure 74 présentent des vues en coupe de la hauteur piézométrique à la fin du 5^e cycle au puits froid et au puits chaud. A la fin de l'hiver, la hauteur piézométrique est plus faible autour du puits chaud qui a joué le rôle de réservoir de chaleur et donc de puits de pompage. Au contraire, le puits froid, puits d'injection, voit sa hauteur piézométrique augmenter. A la fin de l'été, le cycle de pompage et d'injection étant inversé, le phénomène contraire est visible le long des galeries connectées aux puits géothermiques. Cependant, les potentiels piézométriques observés au sein du massif, autour des galeries, présentent une tendance similaire à celle de la fin de l'hiver : un potentiel plus élevé en profondeur à proximité du puits chaud, et plus faible en surface à proximité du puits froid. En effet, les débits nécessaires afin de répondre à la demande de froid

sont moins élevés que ceux liés à la demande de chaleur. Les tendances piézométriques au sein du massif montrent cette différence de pompage entre les deux puits.

De plus, ces coupes permettent de mettre en évidence que le réseau de galeries constitue bien un axe préférentiel d'écoulement dans le modèle. En effet, la dissipation des pressions suit la direction des galeries.

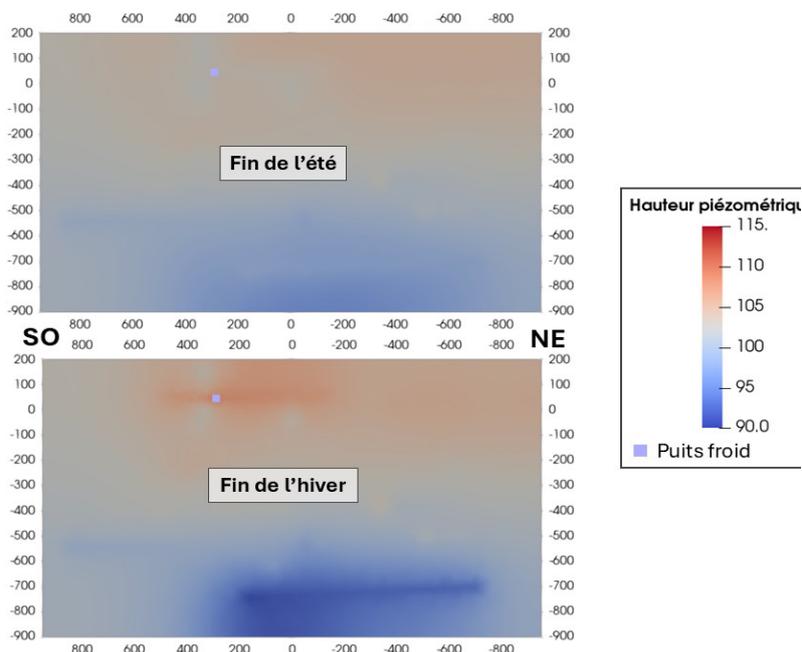


FIGURE 73 : COUPES SO-NE AU PUITS FROID MONTRANT LA HAUTEUR PIÉZOMÉTRIQUE À LA FIN DU 5E CYCLE DE CHAUFFAGE/REFROIDISSEMENT (PREMIER MODÈLE, DOUBLET 82-30).

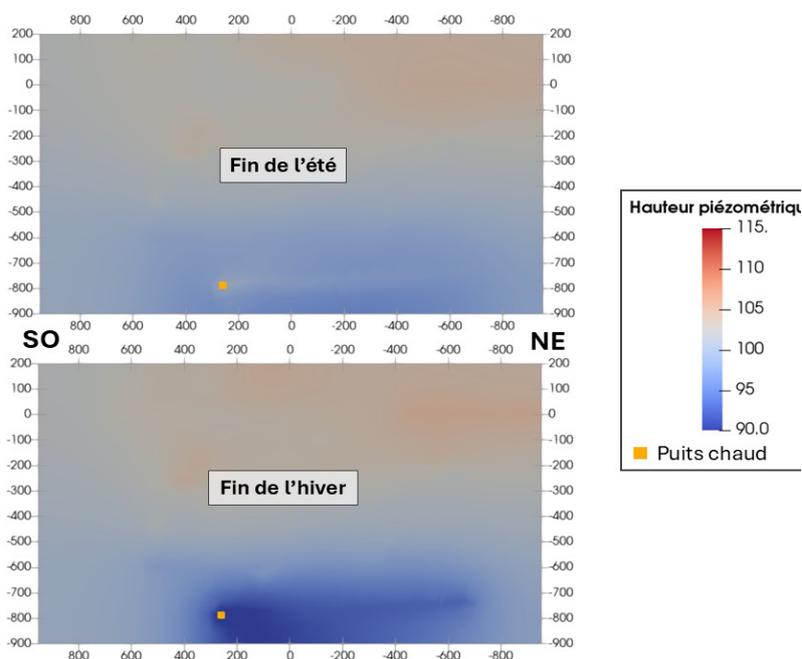


FIGURE 74 : COUPES SO-NE AU PUITS CHAUD MONTRANT LA HAUTEUR PIÉZOMÉTRIQUE À LA FIN DU 5E CYCLE DE CHAUFFAGE/REFROIDISSEMENT (PREMIER MODÈLE, DOUBLET 82-30).

IMPACT DE L'ÉTAT DE REMBLAIEMENT DES PUIITS MINIERS (DOUBLET 82-30)

Différents états de remblaiement des puits miniers sont simulés via des valeurs différentes de conductivité hydraulique considérée pour ces puits. L'impact de cette dernière sur la température dans les puits géothermiques est négligeable (Figure 75). L'impact sur le rabattement est également faible (Figure 76). En effet, les puits miniers sont moins nombreux que les galeries et relativement éloignés des puits géothermiques.

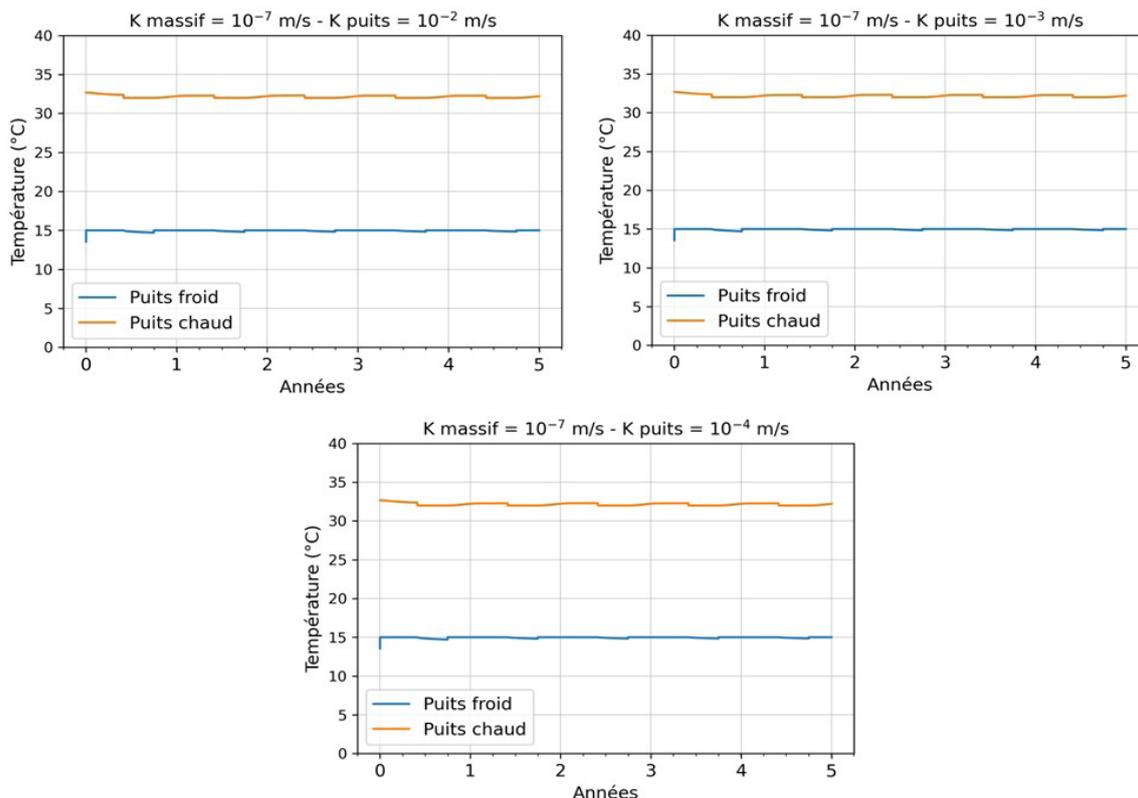


FIGURE 75 : ÉVOLUTION DE LA TEMPÉRATURE AU SEIN DES PUIITS GÉOTHERMIQUES EN FONCTION DE LA CONDUCTIVITÉ HYDRAULIQUE DES PUIITS MINIERS (PREMIER MODÈLE, DOUBLET 82-30).

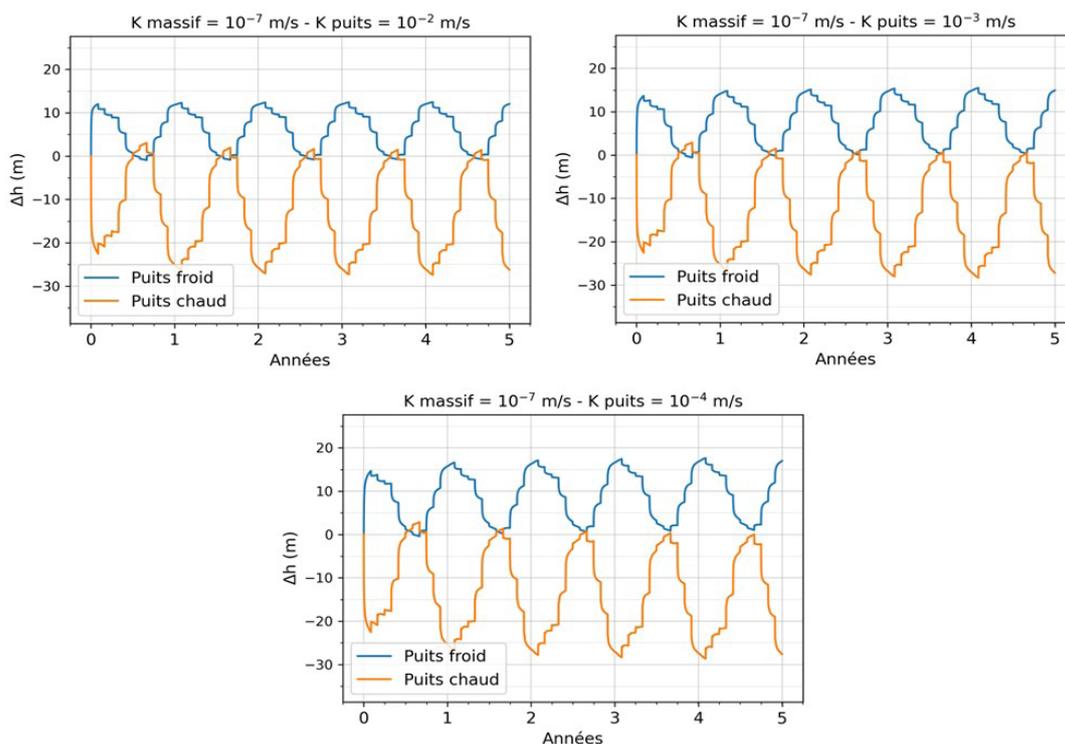


FIGURE 76 : ÉVOLUTION DU Δh AU SEIN DES PUIITS GÉOTHERMIQUES EN FONCTION DE LA CONDUCTIVITÉ HYDRAULIQUE DES PUIITS MINIERS (PREMIER MODÈLE, DOUBLET 82-30).

IMPACT DE LA CONDUCTIVITÉ HYDRAULIQUE DU MASSIF ROCHEUX (DOUBLET 82-30)

Plus le massif Houiller est considéré comme perméable, plus les variations de température au sein des puits géothermiques sont importantes (Figure 77). Cependant, la température d'injection étant plus élevée que la température initiale dans le puits froid et plus faible dans le puits chaud, ces variations peuvent être considérées comme positives pour la faisabilité du système géothermique. En effet, la température du puits froid a tendance à diminuer, et la température du puits chaud à augmenter. Ces variations restent néanmoins relativement faibles.

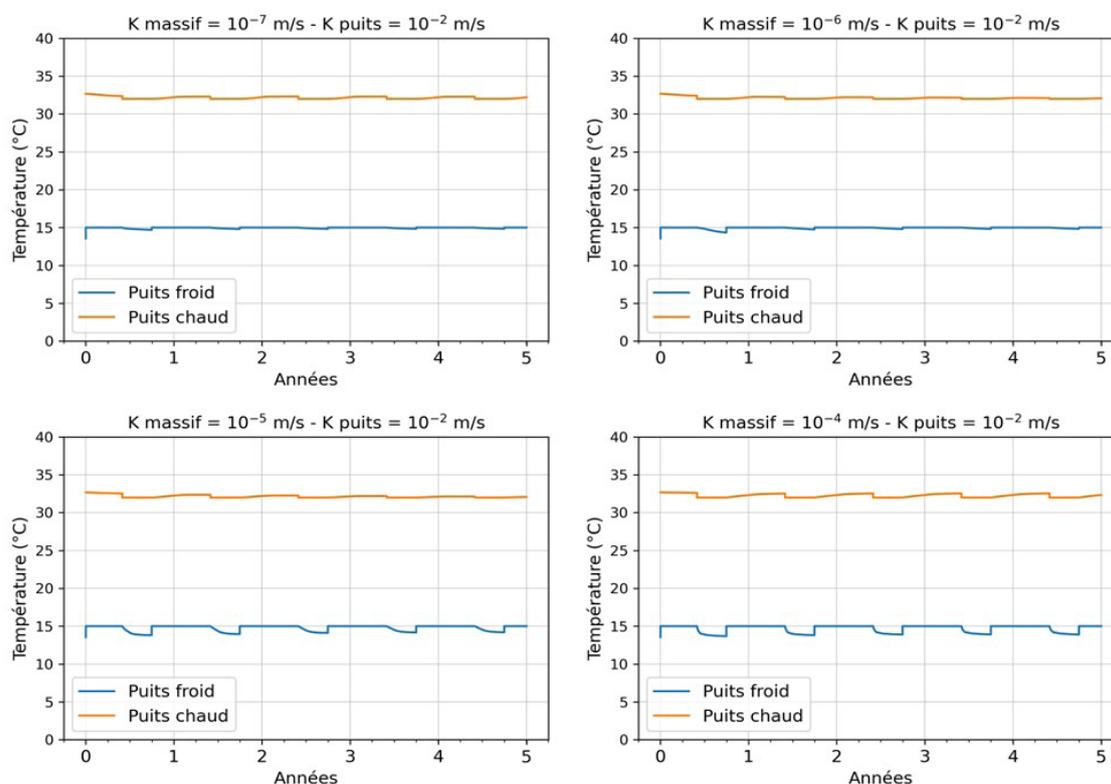


FIGURE 77 : ÉVOLUTION DE LA TEMPÉRATURE AU SEIN DES PUIITS GÉOTHERMIQUES EN FONCTION DE LA CONDUCTIVITÉ HYDRAULIQUE DU MASSIF HOUILLER (PREMIER MODÈLE, DOUBLET 82-30).

De plus, le rabattement au sein des puits géothermiques est environ divisé par deux lorsque la conductivité hydraulique du massif est multipliée par 10 (Figure 78). Il apparaît ainsi qu'une grande partie des pressions sont dissipées dans le massif rocheux et non dans les galeries, ce qui permet notamment d'expliquer les différences de Δh avec le modèle EPANET.

Cela laisse penser que l'introduction des zones fracturées dans le modèle, plus perméables que le massif intact, aura pour effet de diminuer le rabattement induit dans la nappe de manière relativement significative.

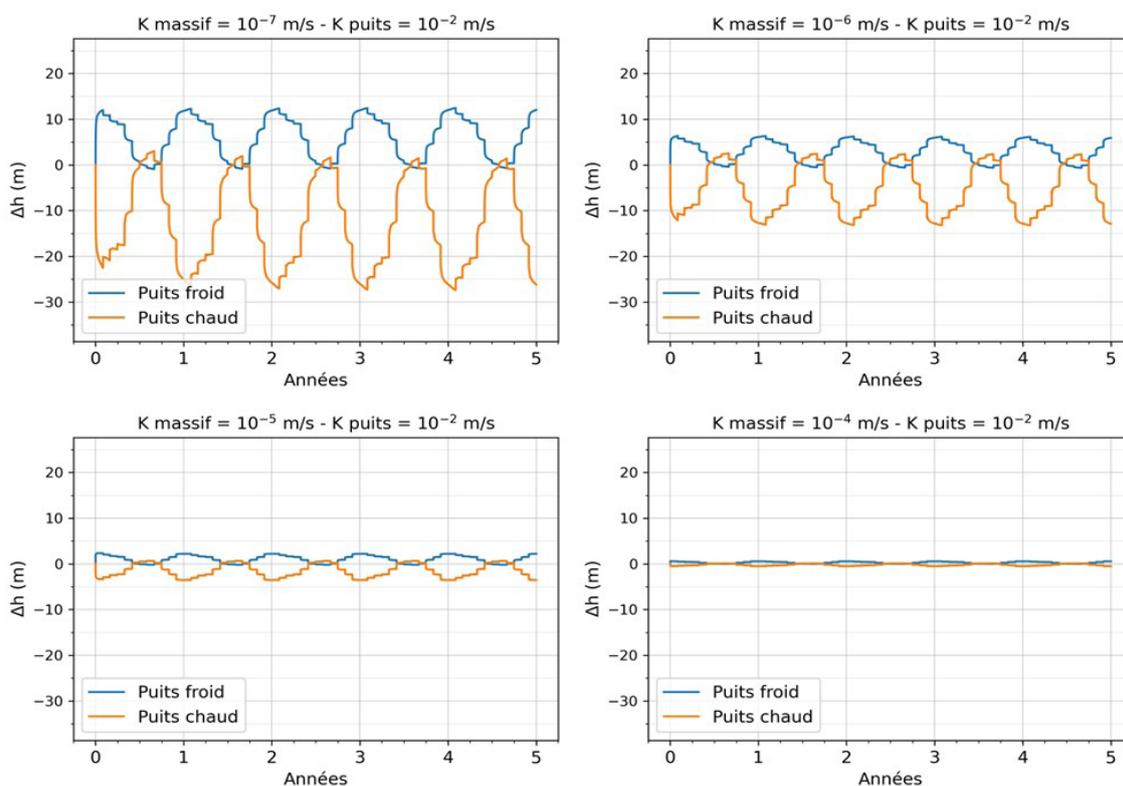


FIGURE 78 : ÉVOLUTION DU Δh AU SEIN DES PUIITS GÉOTHERMIQUES EN FONCTION DE LA CONDUCTIVITÉ HYDRAULIQUE DU MASSIF HOULLER (PREMIER MODÈLE, DOUBLET 82-30).

SIMULATIONS AVEC LE DOUBLET 979-30

L'ensemble des scénarios sont ensuite considérés avec le second doublet (979-30).

L'évolution de la température au sein des puits géothermiques en fonction de l'état de remblaiement des puits miniers est présentée à la Figure 79. Le puits chaud étant identique dans les deux doublets, la température en son sein évolue de la même manière pour les deux doublets. De plus, les deux puits froids étant situés à des altitudes très proches (45 m pour le premier doublet et 41 m pour le second), les températures initiales sont également presque identiques. Cependant, la température dans le puits froid du second doublet décroît légèrement plus rapidement que celle du premier doublet. Cela est dû à la localisation du second puits froid, dans une zone où la densité des galeries est plus élevée que pour celui du premier doublet.

Cela est également visible avec l'évolution du rabattement au sein des puits géothermiques du second doublet en fonction de la conductivité hydraulique des puits miniers (Figure 80). En effet, le rabattement simulé pour le second puits froid est inférieur à celui du premier doublet, car les pressions se dissipent plus facilement et plus rapidement au sein du réseau de galeries.

Ces premières simulations suggèrent que le second doublet est plus optimal que le premier pour le système géothermique. En effet, les rabattements simulés sont inférieurs pour le puits froid, et la température de ce dernier diminue plus rapidement. Le système est donc plus efficace.

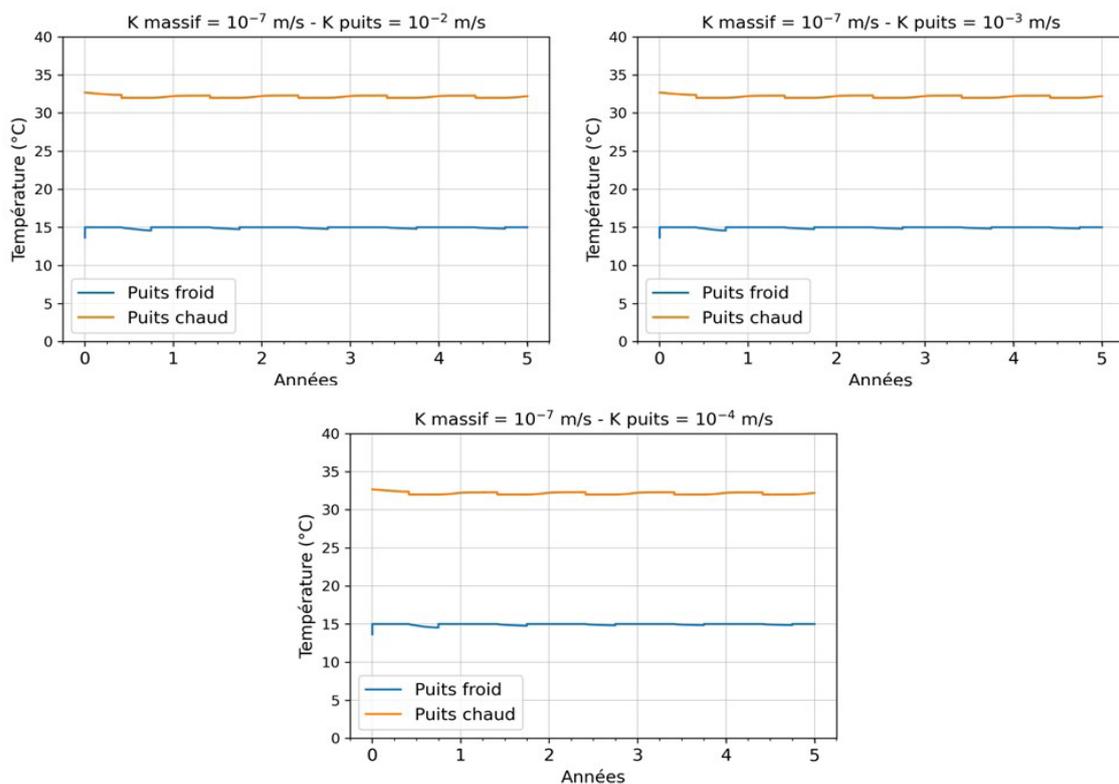


FIGURE 79 : ÉVOLUTION DE LA TEMPÉRATURE AU SEIN DES Puits GÉOTHERMIQUES EN FONCTION DE LA CONDUCTIVITÉ HYDRAULIQUE DES Puits MINIERS (PREMIER MODÈLE, DOUBLET 979-30).

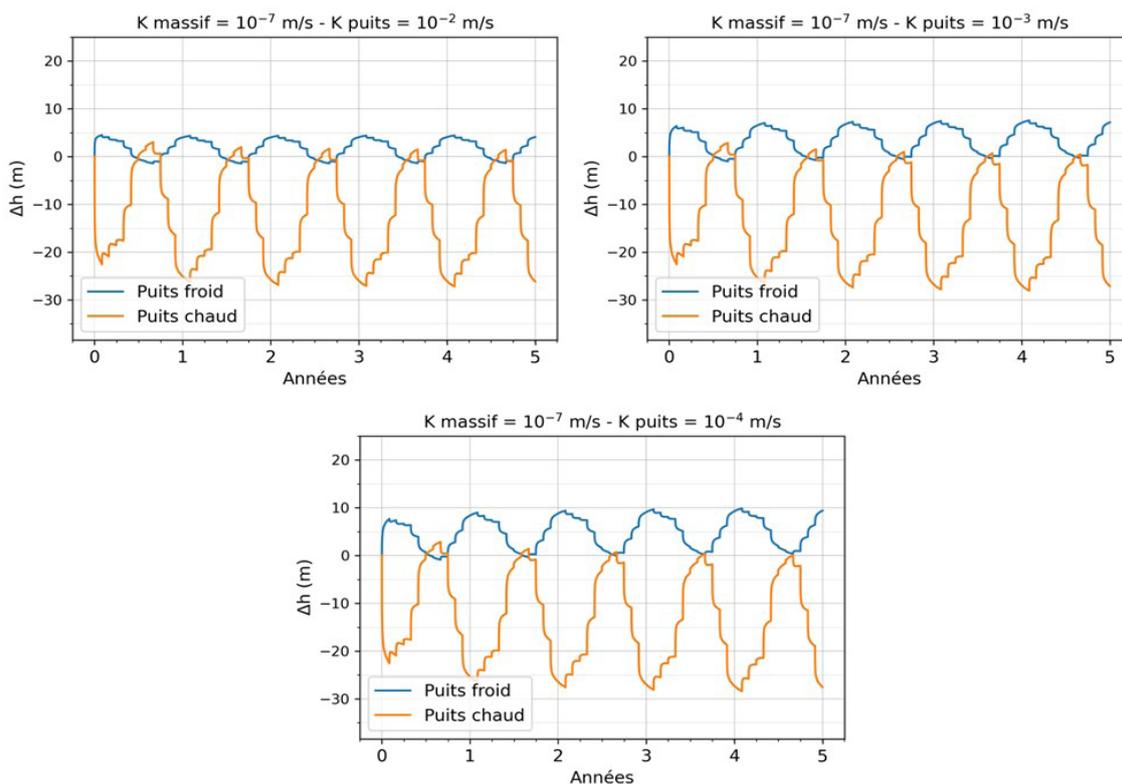


FIGURE 80 : ÉVOLUTION DU Δh AU SEIN DES Puits GÉOTHERMIQUES EN FONCTION DE LA CONDUCTIVITÉ HYDRAULIQUE DES Puits MINIERS (PREMIER MODÈLE, DOUBLET 979-30).

Ensuite, l'influence de la conductivité hydraulique du massif Houiller sur la température et le rabattement au sein des puits du second doublet est étudiée (Figure 81 et Figure 82). Comme dans le cas du premier doublet, plus le massif est considéré comme perméable, plus la température dans le puits chaud a tendance à augmenter, et la température dans le puits froid à décroître. De plus, une grande partie des pressions est dissipée dans le massif, car plus la conductivité du massif augmente, plus le rabattement simulé diminue, et ce de manière importante.

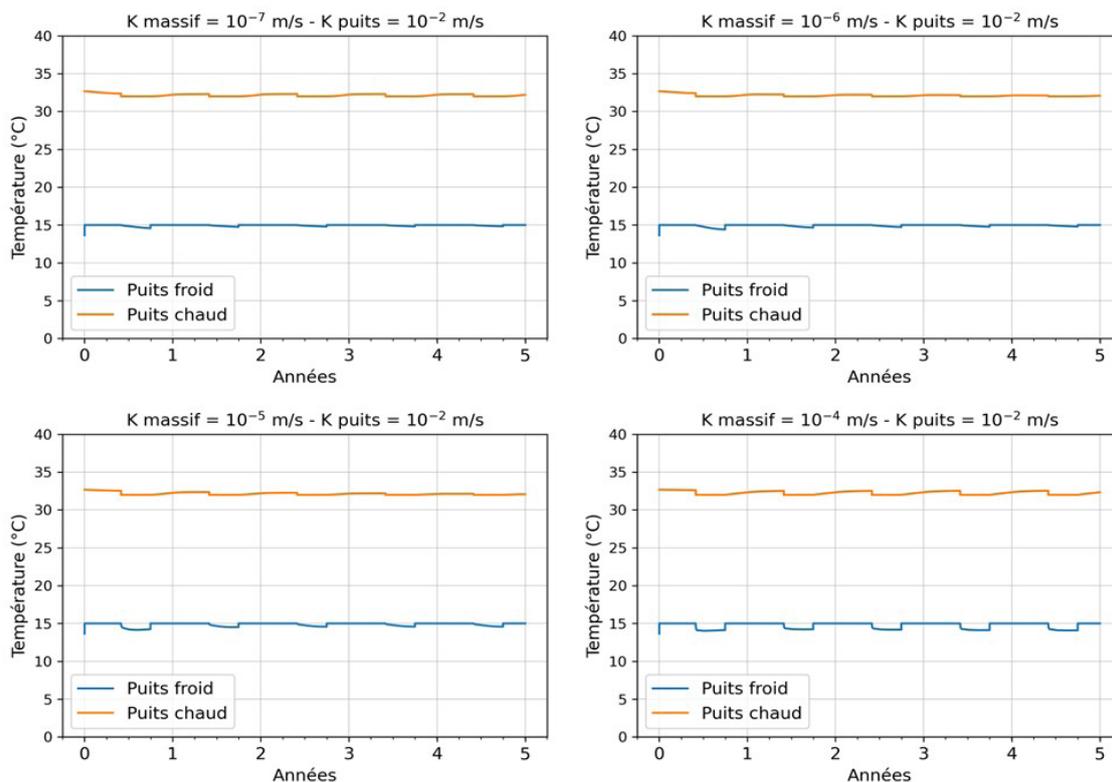


FIGURE 81 : ÉVOLUTION DE LA TEMPÉRATURE AU SEIN DES PUIITS GÉOTHERMIQUES EN FONCTION DE LA CONDUCTIVITÉ HYDRAULIQUE DU MASSIF HOULLER (PREMIER MODÈLE, DOUBLET 979-30).

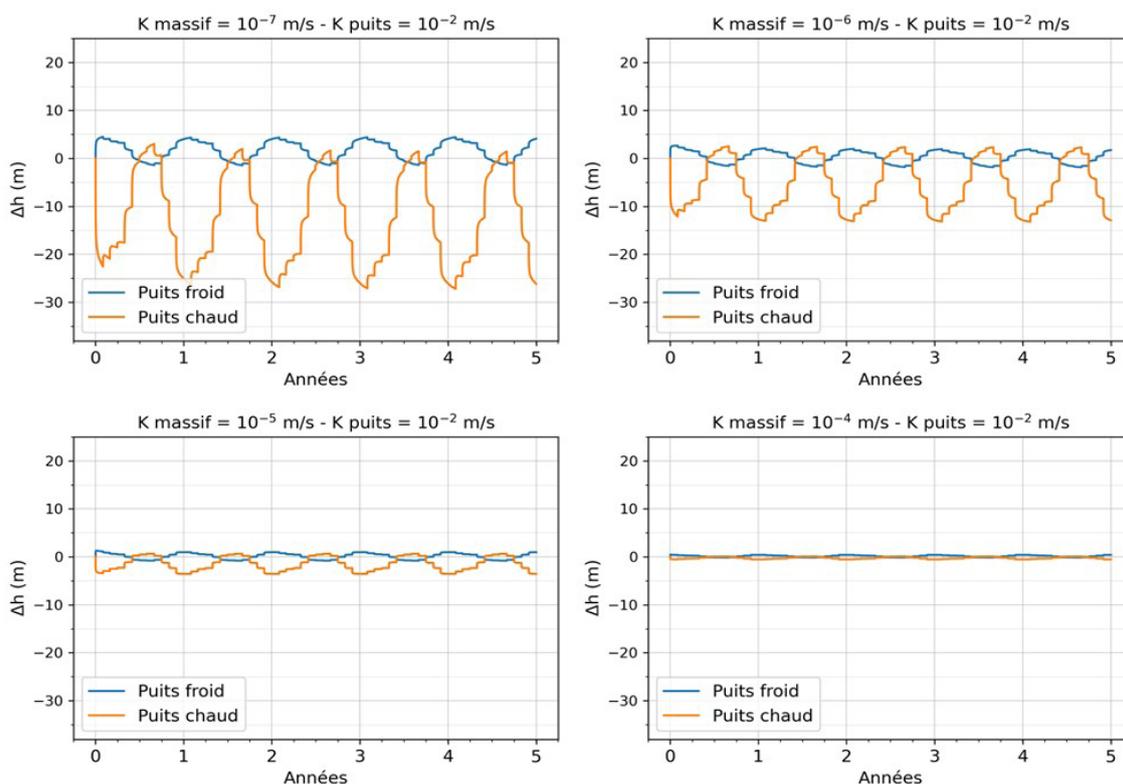


FIGURE 82 : ÉVOLUTION DU Δh AU SEIN DES PUIITS GÉOTHERMIQUES EN FONCTION DE LA CONDUCTIVITÉ HYDRAULIQUE DU MASSIF HOULLER (PREMIER MODÈLE, DOUBLET 979-30).

Second modèle : massif rocheux incluant le réseau de galeries et les zones fracturées

Trois scénarios sont simulés pour chaque doublet, afin d'évaluer l'influence de la conductivité hydraulique des zones fracturées : 1×10^{-3} m/s, 1×10^{-4} m/s et 1×10^{-5} m/s. La conductivité hydraulique du massif Houiller intact s'élève quant à elle à 1×10^{-7} m/s, et celle des galeries et des puits miniers à 0.1 m/s et 1×10^{-2} m/s respectivement.

PREMIER DOUBLET (82-30)

L'évolution de la température au sein des puits géothermiques du premier doublet en fonction de la conductivité hydraulique des zones fracturées est présentée à la Figure 83. Plus ces dernières sont considérées perméables, plus le puits chaud voit sa température augmenter et plus la température du puits froid diminue. Cependant, ces tendances sont relativement faibles et l'efficacité du système géothermique en termes de température n'est pas grandement impactée par la présence de ces zones plus perméables. En effet, la température au sein des puits reste proche de celle simulée avec le premier modèle, tenant uniquement compte du réseau de galeries et du massif Houiller encaissant peu perméable.

Le rabattement simulé au sein des puits géothermiques est quant à lui sensible à la présence des zones fracturées plus perméables (Figure 84). En effet, comme mis en évidence par le premier modèle et l'étude de sensibilité menée sur la conductivité hydraulique du massif encaissant, une grande partie des pressions est dissipée au sein du massif et non uniquement au sein du réseau de galeries. L'introduction des zones fracturées, plus perméables, permet donc une dissipation plus rapide des pressions et une diminution du Δh simulé.

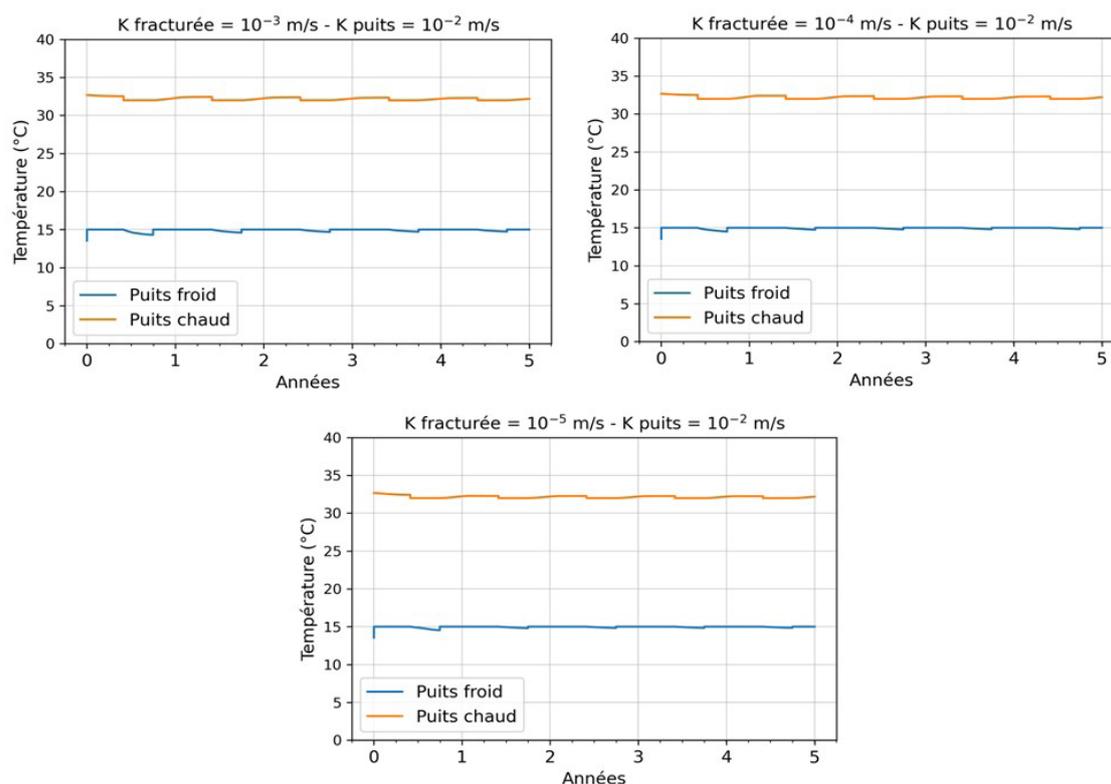


FIGURE 83 : ÉVOLUTION DE LA TEMPÉRATURE AU SEIN DES PUIITS GÉOTHERMIQUES EN FONCTION DE LA CONDUCTIVITÉ HYDRAULIQUE DES ZONES FRACTURÉES (SECOND MODÈLE, DOUBLET 82-30).

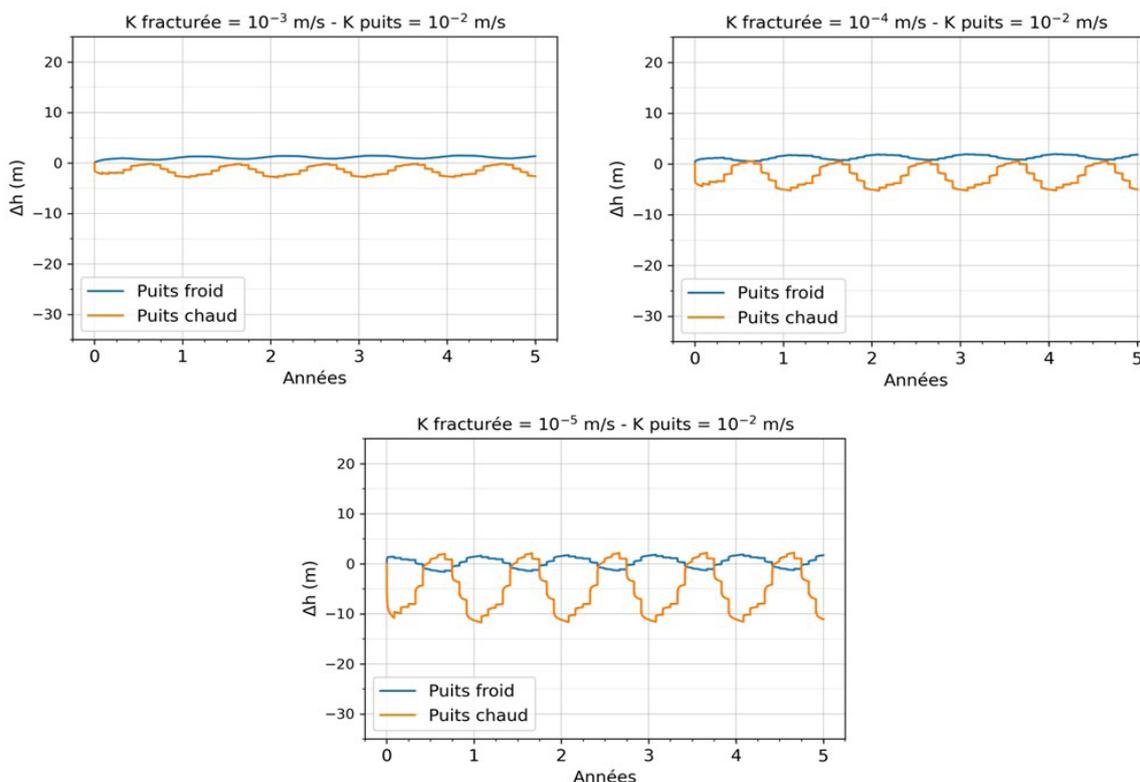


FIGURE 84 : ÉVOLUTION DU Δh AU SEIN DES PUIITS GÉOTHERMIQUES EN FONCTION DE LA CONDUCTIVITÉ HYDRAULIQUE DES ZONES FRACTURÉES (SECOND MODÈLE, DOUBLET 82-30).

Finalement, la présence des zones fracturées semble améliorer l'efficacité du système géothermique, autant en termes de température que de rabattement. En effet, l'introduction des zones plus perméables engendre une diminution du rabattement simulé, ainsi qu'une augmentation de la température du puits chaud et une diminution de la température du puits froid. D'après ce second modèle, il n'y a pas d'arrivée d'eau froide dans le puits chaud et inversement.

SECOND DOUBLET (979-30)

Pour le second doublet, l'évolution de la température et du rabattement au sein des puits (Figure 85 et Figure 86 respectivement) est très semblable à celle du premier doublet. A nouveau, la température reste proche de la température de réinjection dans les deux puits et le Δh diminue lorsque la conductivité hydraulique des zones fracturées augmente.

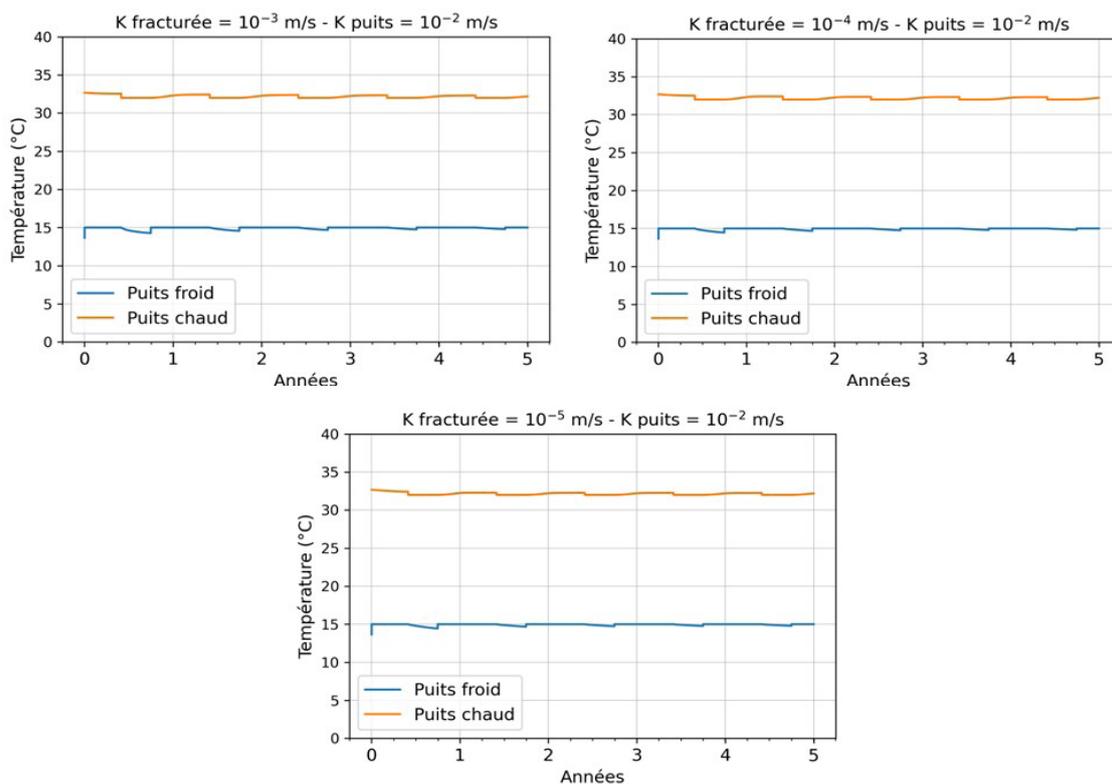


FIGURE 85 : ÉVOLUTION DE LA TEMPÉRATURE AU SEIN DES PUIITS GÉOTHERMIQUES EN FONCTION DE LA CONDUCTIVITÉ HYDRAULIQUE DES ZONES FRACTURÉES (SECOND MODÈLE, DOUBLET 979-30).

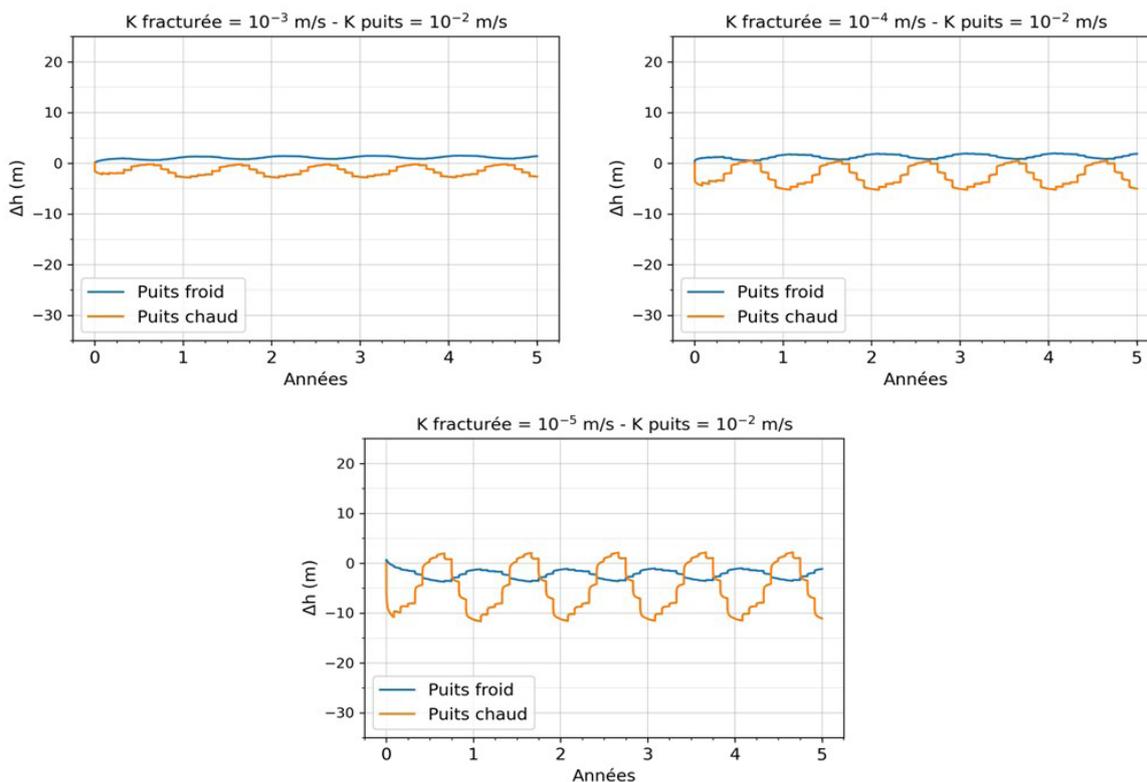


FIGURE 86 : ÉVOLUTION DU Δh AU SEIN DES PUIITS GÉOTHERMIQUES EN FONCTION DE LA CONDUCTIVITÉ HYDRAULIQUE DES ZONES FRACTURÉES (SECOND MODÈLE, DOUBLET 979-30).

Conclusions du modèle hydrogéologique 3D ATES

Les températures et les rabattements simulés par le modèle hydrogéologique 3D mettent en évidence la faisabilité du système géothermique pour le scénario de base, sous les hypothèses considérées. En effet, les températures simulées restent proches des températures de réinjection de 15°C et 32°C dans le puits froid et le puits chaud respectivement. Le modèle ne montre pas de risque de court-circuit entre les puits, et ce pour les deux doublets considérés. De plus, les rabattements simulés maximaux s'élèvent à environ 27m pour le puits chaud et 12m pour le puits froid du premier doublet, et 10m pour le second doublet. Ces Δh sont acceptables vu la profondeur des puits. En outre, les rabattements simulés diminuent avec l'introduction de certaines zones fracturées sus et sous-jacentes aux panneaux exploités. La température dans les puits est quant à elle faiblement influencée par la présence des zones plus perméables, mais le léger effet observé est également bénéfique pour l'efficacité du système géothermique. En effet, la température augmente dans le puits chaud et décroît dans le puits froid.

Néanmoins, il s'agit de résultats de simulations réalisées en considérant un certain nombre d'hypothèses. En particulier, l'état du réseau de galeries et puits miniers ainsi que des zones exploitées et fracturées est une grande source d'incertitudes. De plus, les panneaux en tant que tels n'ont pas été introduits dans le modèle, et seules les zones fracturées induites par ces panneaux ont été prises en compte. Cependant, des scénarios envisageant une perméabilité élevée du massif Houiller encaissant ont été simulés, et aucun court-circuit n'a été observé. Cela suggère que les panneaux, plus perméables, ne compromettent pas l'efficacité du système géothermique.

2.7. Dimensionnement des composantes du système

Les différents éléments du scénario de base sont décrits ici, en commençant par les puits chauds et froids. L'eau provenant des puits est transportée via le réseau thermique, à l'aide de pompes pour la pressurisation et le transport. Des sous-stations connectent les différents bâtiments au réseau. Tous ces éléments sont décrits d'un point de vue technique général, avec une estimation des coûts d'investissement associés.

Ensuite, tous ces éléments sont intégrés dans une analyse technico-économique, qui examine les coûts d'investissement, les coûts opérationnels et les revenus attendus. Pour conclure, les réductions potentielles des émissions de CO₂ grâce au système Géomine sont présentées.

2.7.1. Puits chaud et froid

Les sources chaudes et froides sont constituées des deux forages qui connectent le réseau aux mines. Une première estimation, basée sur le gradient géothermique local et la profondeur des travaux miniers, indique que les températures disponibles sont d'environ 32°C pour la source chaude et 15°C pour la source froide, pour des profondeurs de forage respectives de 800m et 300m. Ces estimations se fondent sur l'hypothèse d'un gradient géothermique de 34 °C/km et d'une température de surface moyenne d'environ 5°C.

En outre, en se basant sur les débits de production historiques du projet d'Heerlen aux Pays-Bas, et en adoptant une approche initialement conservatrice, le débit maximum est fixé à 120 m³/h. Ce débit représente le volume maximum d'eau pouvant être extrait ou injecté depuis/vers les puits. La combinaison des températures et du débit envisagé permet de déterminer la capacité maximale de chauffage et de refroidissement du système. Pour l'évaluation, il est supposé que le système fonctionne pendant 8 700 heures par an.

Chaque puits sera équipé d'une pompe pour extraire ou injecter de l'eau depuis ou dans la mine. La direction du flux est déterminée par le mode de fonctionnement saisonnier :

- Mode chauffage : Ce mode correspond à la période hivernale (novembre - avril) lorsque la demande nette en chaleur est présente dans le réseau thermique. À ce moment-là, l'eau est extraite du puits chaud et injectée dans le puits froid.
- Mode refroidissement : Ce mode correspond à la période estivale (mai - octobre) lorsque la demande nette en refroidissement est présente dans le réseau thermique. À ce moment-là, l'eau est extraite du puits froid et injectée dans le puits chaud.
- Changement de mode : Le système est conçu pour changer de mode de fonctionnement deux fois par an, au début et à la fin des saisons de chauffage et de refroidissement. Pour des raisons techniques, il n'est pas possible de changer de mode plus fréquemment.

Le coût total d'investissement pour les puits, y compris les pompes, est estimé dans le Tableau 35. Il est important de noter qu'il existe une grande variation dans le coût unitaire des puits. Cette variation est due aux différences significatives dans les coûts de forage, rapportées dans d'autres projets au cours des dernières années. Pour en tenir compte, un coût d'investissement minimum et maximum est indiqué :

Coûts d'investissement pour les puits	Puits chaud	Puits froid
Profondeur du puits	0,8 km	0,3 km
Coût unitaire du puits	2.000 - 4.000 kEUR/km	2.000 - 1.500 kEUR/km
Installation des pompes	200 kEUR	200 kEUR
Total	1.800 - 3.400 kEUR	650 - 800 kEUR

TABLEAU 35 : COÛTS D'INVESTISSEMENT POUR LES PUIITS.

2.7.2. Réseau thermique

La distance totale du réseau est d'environ 2,8 km. Le tracé suit au maximum le Ravel et les rues existantes :



FIGURE 87 : CARTE INDIQUANT LA LOCALISATION DES PUIITS CHAUD ET FROID.

En tenant compte d'un coût unitaire typique de 700 kEUR/km, le coût total d'investissement pour le réseau thermique est calculé comme suit :

$$\text{Coût total d'investissement} = \text{Longueur totale du réseau (km)} \times \text{Coût unitaire du réseau}$$

Le coût total estimé en utilisant les valeurs reportées dans le Tableau 36 pour le réseau thermique est de 1.960 kEUR.

Coût d'investissement du réseau thermique	
Longueur du réseau	2,8 km
Coût unitaire du réseau	700 kEUR/km
Total	1.960 kEUR

TABLEAU 36 : COÛTS D'INVESTISSEMENT POUR LE RÉSEAU THERMIQUE.

Un stockage supplémentaire d'énergie thermique au niveau du réseau thermique n'a pas de valeur ajoutée, car les mines agissent comme de grands réservoirs thermiques où la chaleur/le froid est stocké.

2.7.3. Sous-stations

Le scénario de base comprend 7 sous-stations qui relient les différents bâtiments au réseau thermique. Une sous-station comprend une pompe à chaleur capable de produire de la chaleur et du froid à des niveaux de température spécifiques au bâtiment qu'elle dessert. L'apport en chaleur et en froid des sous-stations provient des mines via le réseau thermique.

Étant donné que la capacité thermique exacte du sous-sol n'est pas précisément connue à ce jour, la taille des sous-stations reste indéterminée. Une première conception a été réalisée pour définir le scénario de base, aboutissant à une capacité thermique installée totale de 2,4 MW(th). Cette conception est basée sur les paramètres souterrains mentionnés précédemment :

- Température du puits chaud : 32°C ;
- Température du puits froid : 15°C ;
- Débit maximum des puits : 120 m³/h ;
- Heures de fonctionnement : 8.700 h/an.

Cependant, il est possible qu'en réalité, les températures et le débit maximum soient moins favorables. Les températures et débits réels n'étant connus précisément qu'après forage et test de production aient été réalisés. Par conséquent dans un cas pessimiste, la température du puits chaud pourrait être plus basse et/ou celle du puits froid plus élevée. De plus, le débit maximum pourrait être inférieur à 120 m³/h. À ce stade, ces paramètres demeurent incertains, tout comme la mesure dans laquelle ils pourraient limiter la capacité thermique du sous-sol. Une capacité thermique disponible plus réduite affectera la quantité de chaleur et de froid pouvant être délivrée aux sous-stations et, in fine, aux bâtiments connectés. Cela signifie que la conception des sous-stations est aussi impactée par les paramètres souterrains.

Pour mieux comprendre cet impact, la taille des sous-stations a été calculée pour plusieurs combinaisons de températures des puits et de débits maximums. Le Tableau 37 présente la capacité thermique totale installée des sous-stations dans différents cas de figures potentiels.

	Régime de température puits chaud-froid	15°C/32°C	20°C/32°C	20°C/27°C
Débit Maximum	60m ³ /h	2.437 kW(th)	1.003 kW(th)	246 kW(th)
	90m ³ /h	2.437 kW(th)	2.437 kW(th)	891 kW(th)
	120m ³ /h	2.437 kW(th)	2.437 kW(th)	1.285 kW(th)

TABLEAU 37 : CAPACITÉ TOTALE INSTALLÉE POUR LES SOUS-STATIONS POUR LES DIFFÉRENTS CAS DE FIGURES ANALYSÉS

Dans le cas d'un régime de température de type 15°C/32°C, le débit maximum n'affecte pas la capacité thermique installée. Cela reflète le fait que le sous-sol est capable de fournir plus de chaleur et de froid que ce qui est demandé par les consommateurs. Cette même marge de capacité est présente dans le régime de type 20°C/32°C, sauf lorsque le débit maximum tombe en dessous de 90 m³/h. Dans ce cas, la capacité disponible diminue, et des sous-stations de taille réduite sont nécessaires. Si le régime de température chute encore, passant à un régime de type 20°C/27°C, la capacité initiale de 2,4 MW(th) ne peut plus être atteinte, même avec un débit maximum de 120 m³/h. La taille totale des sous-stations est alors drastiquement réduite dans ces conditions.

Des tailles de sous-stations différentes entraînent évidemment des quantités de chaleur et de froid produites différentes annuellement. Le système ayant la plus grande capacité (2,4 MW) produira environ 6 GWh de chaleur et 1,9 GWh de froid par an. Les systèmes plus petits produiront moins (Tableau 38).

Temperature regime	Heat production (MWh(th)/yr)			Cold production (MWh(th)/yr)		
	15°C-32°C	20°C-32°C	20°C-27°C	15°C-32°C	20°C-32°C	20°C-27°C
Maximum flow rate 60m ³ /h	5995	5914	4647	1920	1920	1915
90m ³ /h	5995	5995	5846	1920	1920	1920
120m ³ /h	5995	5995	5982	1920	1920	1920

TABLEAU 38 : PRODUCTION DE CHAUD ET DE FROID (MWh(th)/AN) POUR LES DIFFÉRENTS CAS DE FIGURES ANALYSÉS.

Il est important de noter que la production de chaleur et de froid des systèmes plus petits ne diminue pas proportionnellement à leur capacité thermique. Cela s'explique par la nature des profils de chauffage et de refroidissement. Les systèmes de plus petite taille fourniront une charge de base pour la chaleur et le froid, ce qui se traduit par un nombre relativement élevé d'heures de fonctionnement à pleine charge. Les systèmes de plus grande taille peuvent mieux répondre aux demandes thermiques des bâtiments connectés, mais en contrepartie, le nombre d'heures de fonctionnement à pleine charge est réduit.

Comme la taille des sous-stations est déterminée par les conditions du sous-sol, le coût d'investissement en dépend également. En général, un coût unitaire de 575 EUR par kW(th) de puissance installée est appliqué et le Tableau 37 se traduit par le Tableau 39 en termes de coût d'investissement pour les sous-stations.

	Régime de température puits chaud-froid	15°C/32°C	20°C/32°C	20°C/27°C
Débit maximum	60m ³ /h	1.401 kEUR	577 kEUR	142 kEUR
	90m ³ /h	1.401 kEUR	1.401 kEUR	513 kEUR
	120m ³ /h	1.401 kEUR	1.401 kEUR	739 kEUR

TABLEAU 39 : COÛTS D'INVESTISSEMENT POUR LES SOUS-STATIONS POUR LES DIFFÉRENTS CAS DE FIGURES ANALYSÉS

2.7.4. Installation de pression et transport

Une installation est nécessaire pour pressuriser et transporter l'eau de mine à travers le réseau. Cette installation comprend un certain nombre de pompes, des réservoirs tampons, des vannes de régulation, ainsi que la gestion et le contrôle global du système. Le coût d'investissement pour cette partie est estimé à 1 000 kEUR.

2.8. Analyse techno-économique

Pour l'analyse technico-économique, les coûts d'investissement et les coûts opérationnels sont examinés en parallèle avec les revenus attendus.

2.8.1. Coûts d'investissement

Comme mentionné précédemment, il existe une variation relativement importante des coûts d'investissement pour les puits chaud et froid, en raison de la grande variabilité des coûts de forage. De plus, le coût d'investissement des sous-stations dépend de différents paramètres souterrains, qui ne sont pas encore entièrement définis à ce jour. Par conséquent, le coût total d'investissement reste également incertain. Une approche prudente consiste à prendre en compte l'investissement maximal requis, estimé à 8,6 MEUR. Une répartition des différents éléments est présentée dans la Figure 88.

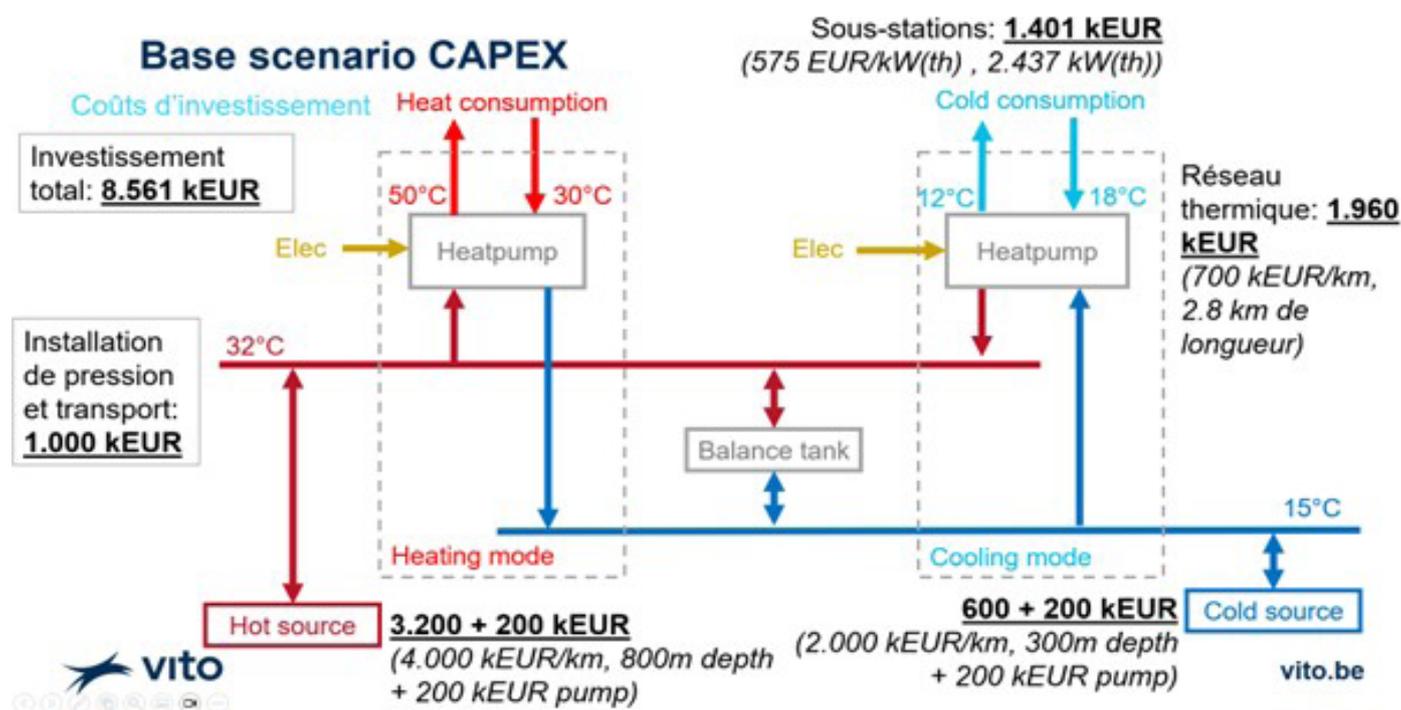


FIGURE 88 : RÉSUMÉ DE LA RÉPARTITION DES COÛTS D'INVESTISSEMENT.

Les coûts d'investissement mentionnés ci-dessus s'appliquent à la construction initiale du projet pilote. Le réseau et les puits ont une durée de vie typique de 40 à 50 ans. D'autres composants, tels que les pompes et les échangeurs de chaleur, ont une durée de vie technique plus limitée et devront être remplacés au cours de la durée de vie totale de l'installation. Ces réinvestissements interviennent généralement après 10 à 15 ans. Cependant, dans l'analyse technico-économique actuelle, ces coûts de réinvestissement n'ont pas été pris en compte.

2.8.2. Coûts opérationnels et revenus

Pour estimer les coûts opérationnels et les revenus, un scénario de prix moyen a été utilisé, basé sur une analyse des données historiques des prix de l'énergie en Région wallonne au cours des dernières années, ainsi que sur l'impact de la récente crise énergétique. Cette analyse a conduit à l'estimation suivante des prix de l'énergie pour le gaz et l'électricité présentés dans le Tableau 40.

Prix unitaires de l'énergie	
Chauffage de Géomine	67 EUR/MWh(th)
Refroidissement de Géomine	40 EUR/MWh(th)
Electricité	160 EUR/MWh(el)
Gaz naturel	53 EUR/MWh(hhv)

TABLEAU 40 : PRIX UNITAIRES DE L'ÉNERGIE

Les prix unitaires de chauffage et de refroidissement fournis par le système Géomine sont calculés sur la base des prix du gaz et de l'électricité. L'hypothèse retenue pour fixer ces prix est que les consommateurs ne paieront pas plus pour leur énergie (par unité) par rapport à leur situation de référence actuelle. Pour le chauffage, la référence est une chaudière à gaz avec un rendement de 80% ; pour le refroidissement, un climatiseur avec un COP (coefficient de performance) de 4.

Le coût opérationnel se compose de quatre éléments principaux :

- **Coût lié à l'énergie de pompage** : Ce coût est lié à l'énergie nécessaire pour transporter l'eau depuis et vers les forages. Il est calculé en fonction de l'estimation de la longueur totale de la tuyauterie, de la perte de charge et du diamètre de la tuyauterie.
- **Coût lié à la consommation d'énergie électrique des pompes à chaleur en mode chauffage** : Ce coût est calculé en fonction de la capacité de conception des sous-stations et des besoins de chauffage des bâtiments raccordés.
- **Coût lié à la consommation d'énergie électrique des pompes à chaleur en mode refroidissement** : Ce coût est calculé en fonction de la capacité de conception des sous-stations et des besoins de refroidissement des bâtiments raccordés.
- **Coût de maintenance** : Il est estimé à 50 kEUR par an pour couvrir les besoins de maintenance régulière et le remplacement des composants essentiels du système.

Ces éléments combinés permettent de calculer les coûts opérationnels globaux du système Géomine, en s'assurant qu'ils restent compétitifs par rapport aux solutions énergétiques de référence actuelles.

Étant donné que les conditions souterraines conditionnent la taille des sous-stations, la production de chaleur et de froid en dépend également, tout comme les coûts opérationnels et les revenus attendus. Afin de donner une idée générale des coûts opérationnels, la répartition des coûts est fournie dans l'exemple du plus grand système ayant une capacité installée de sous-stations de 2,4 MW(th). Le coût total annuel est estimé à 312 kEUR.

La répartition de ce coût est la suivante :

- **Coût pour les pompes à chaleur pour la production de chaleur** : près de 60 % du coût total, soit environ 187 kEUR.
- **Coût pour les pompes à chaleur pour la production de froid** : 25 % du coût total, soit environ 78 kEUR.
- **Coût de maintenance** : Cette partie représente une proportion significative du reste du coût, soit environ 15 % du total, équivalant à environ 47 kEUR.
- **Coût lié à l'énergie de pompage** : Une très petite part du coût total est allouée à l'énergie nécessaire pour le pompage, représentant seulement une fraction du coût global.

Cette répartition montre que la majorité des coûts opérationnels provient de l'énergie utilisée par les pompes à chaleur, avec des coûts moindres pour la production de froid, la maintenance, et le pompage (Figure 89).

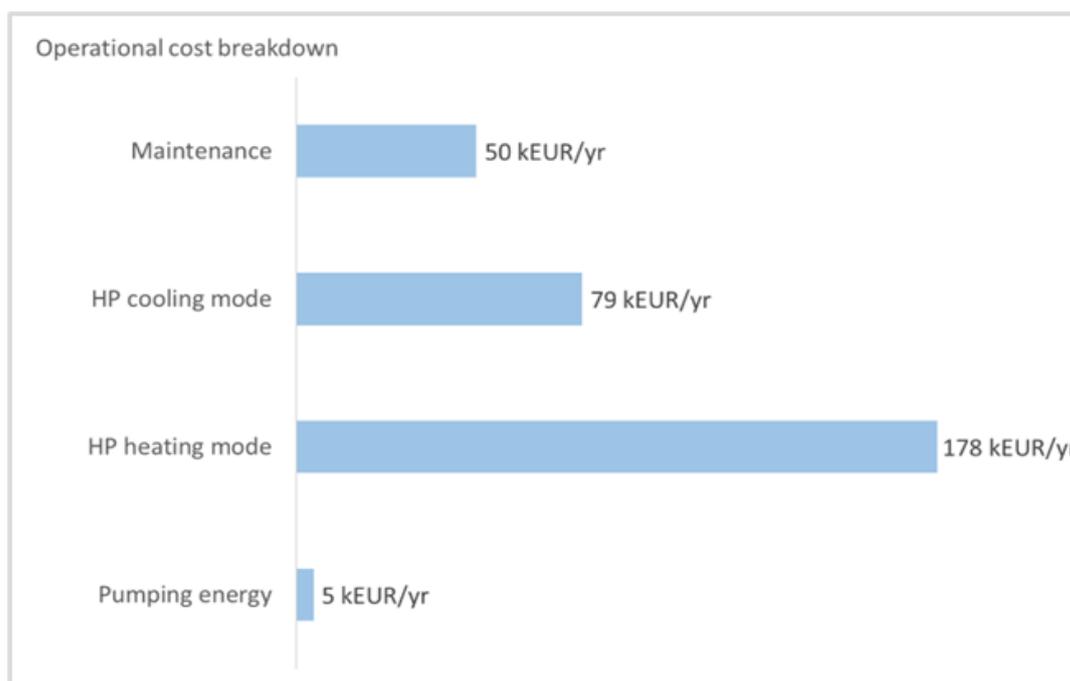


FIGURE 89 : STRUCTURE DE RÉPARTITION DES COÛTS OPÉRATIONNELS.

Pour un système de même taille, les revenus annuels sont estimés à environ 477 kEUR par an. Plus de 80 % de ces revenus proviennent de la vente de chaleur, ce qui représente environ 400 kEUR. Le reste des revenus provient de la vente de froid.

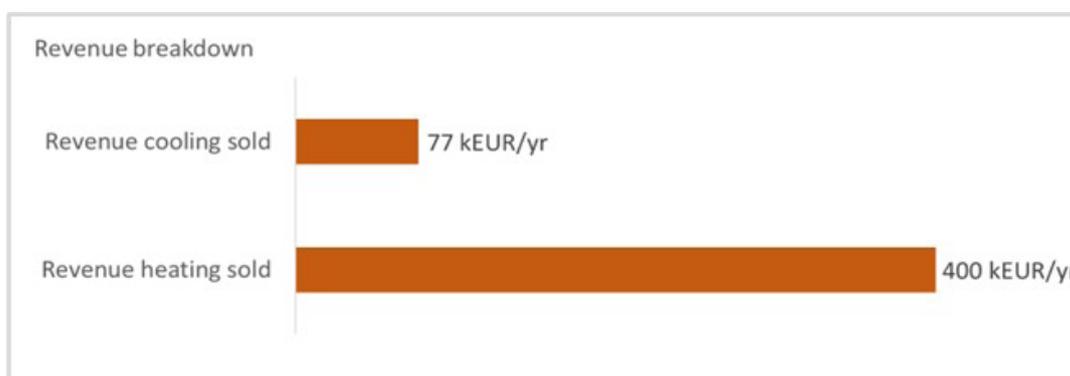


FIGURE 90 : STRUCTURE DE RÉPARTITION DES REVENUS.

2.8.3. Revenus nets versus coûts d'investissement

La capacité thermique des sous-stations, ainsi que la variabilité des coûts de forage, entraînent une fourchette des coûts d'investissement globaux, comprise entre 5,6 et 8,6 MEUR. De plus, les coûts opérationnels et les revenus dépendent également de la taille du système. Pour mieux comprendre la relation entre ces variables, la Figure 91 montre le revenu net (revenus - coûts opérationnels) en fonction du coût d'investissement.

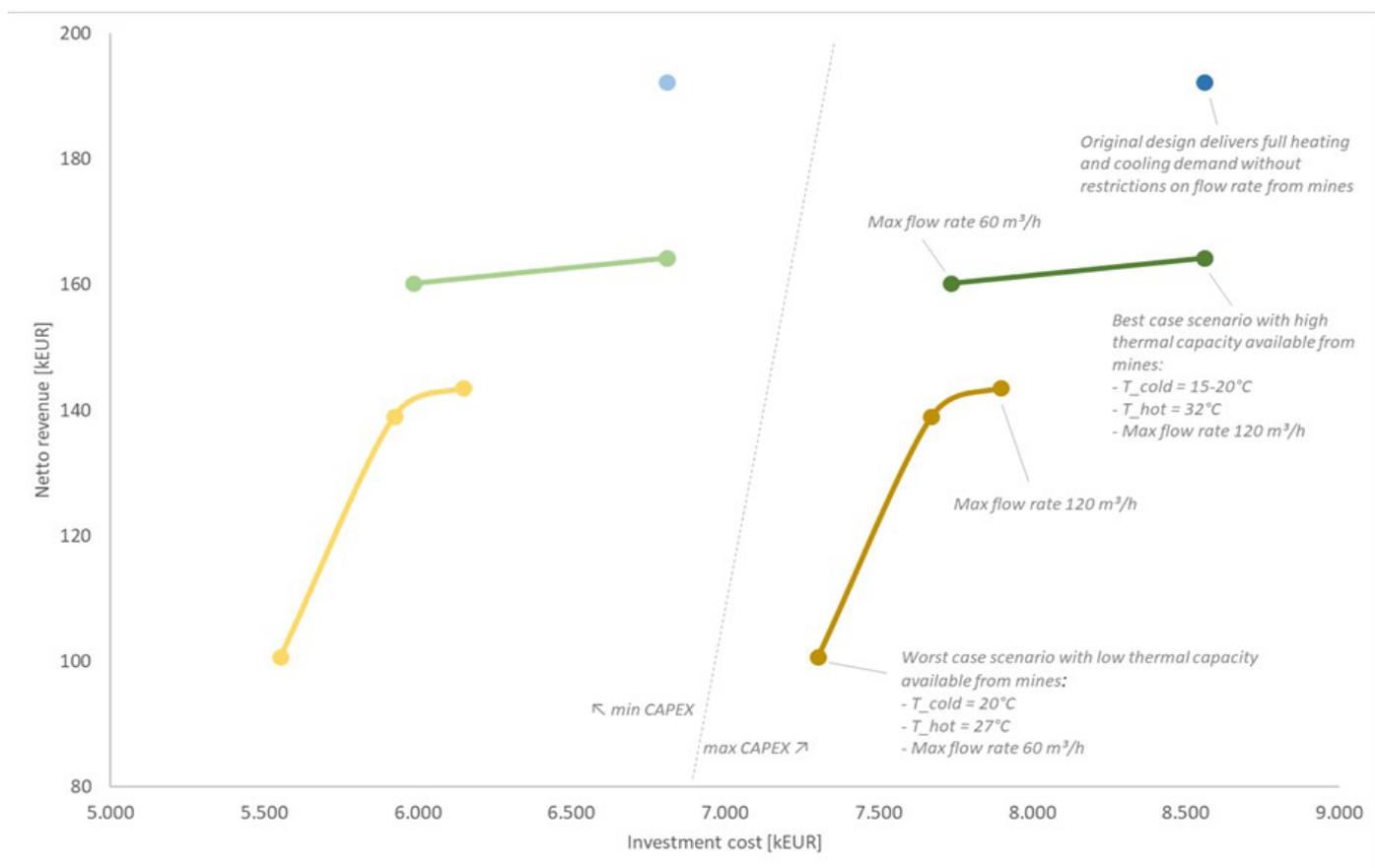


FIGURE 91 : REVENUS NETS EN FONCTION DES COÛTS D'INVESTISSEMENT POUR DIFFÉRENTES TAILLES DE SYSTÈMES.

La figure se divise en deux parties, gauche et droite, illustrant respectivement la situation pour les coûts d'investissement minimum et maximum. Ces coûts sont déterminés principalement par les fourchettes minimales et maximales du coût de forage. En pratique, le coût d'investissement se situera dans cette fourchette. Les différentes lignes et points montrent le revenu net pour l'ensemble spécifique de paramètres souterrains envisagés (variations des températures des puits chaud et froid, ainsi que du débit maximum).

Le scénario le plus favorable (en vert) correspond à une situation où le sous-sol présente une grande capacité thermique. Dans ce cas, un système de grande taille de 2,4 MW pourrait être exploité, générant un revenu net de 164 kEUR par an.

Dans des conditions souterraines moins favorables (en marron), la taille du système et le coût d'investissement associé diminuent. Par exemple, si le régime de température des puits est de type 20°C/27°C, le revenu net se situera entre 100 et 144 kEUR, selon le débit maximum disponible.

Cette figure permet de visualiser comment les variations des conditions souterraines influencent à la fois les coûts d'investissement et les revenus nets, fournissant ainsi une meilleure compréhension des scénarios possibles et de leur rentabilité.

2.8.4. Temps de retour sur investissement

Les plages de temps de retour sur investissement pour un système Géomine peuvent varier en fonction de plusieurs facteurs tels que les coûts d'investissement initiaux (largement influencés par les coûts de forage), les subventions disponibles, les coûts opérationnels, et les conditions souterraines spécifiques.

En général, pour un petit système Géomine, la capacité thermique des mines est très faible, ce qui limite également la capacité du système Géomine. L'effet de subventions potentielles pour la construction d'un système Géomine a été analysé. Ainsi, la Figure 92 montre l'effet des subventions sur la durée de remboursement dans le cas du scénario le plus pessimiste. Un taux de subvention de 45 %, 55 % et 65 % est appliqué respectivement pour les grandes, moyennes et petites entreprises, ce qui permet de réduire le coût d'investissement et, par conséquent, de ramener la durée de remboursement dans la durée de vie technique du système.

Dans ce cas le temps de retour sur investissement montre de larges variations possibles:

1. Sans subventions:
 - Le temps de retour sur investissement peut être relativement long, il se situe entre **55 et 72 ans**, dépassant ainsi la durée de vie technique du système (estimée généralement de 40 à 50 ans).
2. Avec subventions:
 - Le temps de retour sur investissement peut être significativement réduit, se situant dans une plage de **20 à 40 ans** selon le taux de subvention et les conditions opérationnelles.

Comme mentionné précédemment, ces estimations peuvent varier en fonction des paramètres spécifiques du projet, tels que la capacité thermique du système, le coût de forage, et les conditions économiques locales.

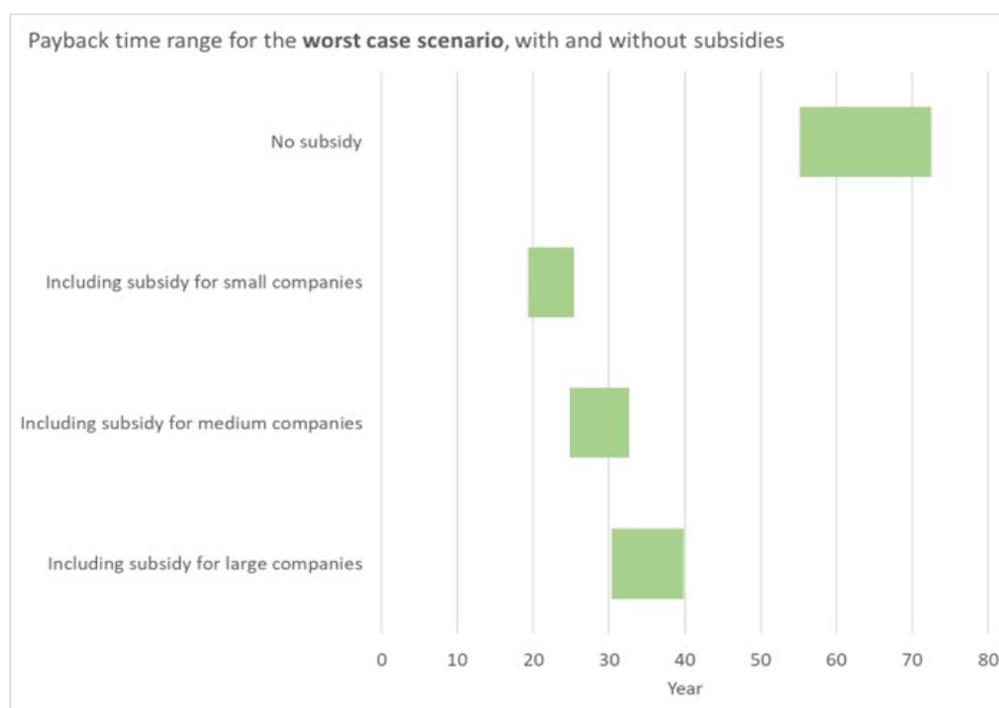


FIGURE 92 : PLAGES DE RETOUR SUR INVESTISSEMENT POUR UN SYSTÈMES GÉOMINE DE PETITE TAILLE (SCÉNARIO LE PLUS PESSIMISTE).

Dans le meilleur des cas, pour lequel une capacité thermique élevée est disponible au niveau des puits, un système Géomine de grande taille peut être réalisé.

Dans ce cas le temps de retour sur investissement est réduit considérablement par rapport à un système de petite taille, comme le montre la Figure 93. Il se situe alors dans les plages suivantes :

1. Sans subventions:
 - Le temps de retour sur investissement peut être relativement long, il se situe entre 40 et 50 ans et est alors comparable à la durée de vie technique du système.
2. Avec subventions:

- Le temps de retour sur investissement peut être significativement réduit, se situant dans une plage de 15 à 29 ans selon le taux de subvention et les conditions opérationnelles.

Évidemment, l'octroi de subventions pour l'investissement réduira considérablement la durée de remboursement, comme illustré dans la Figure 93.

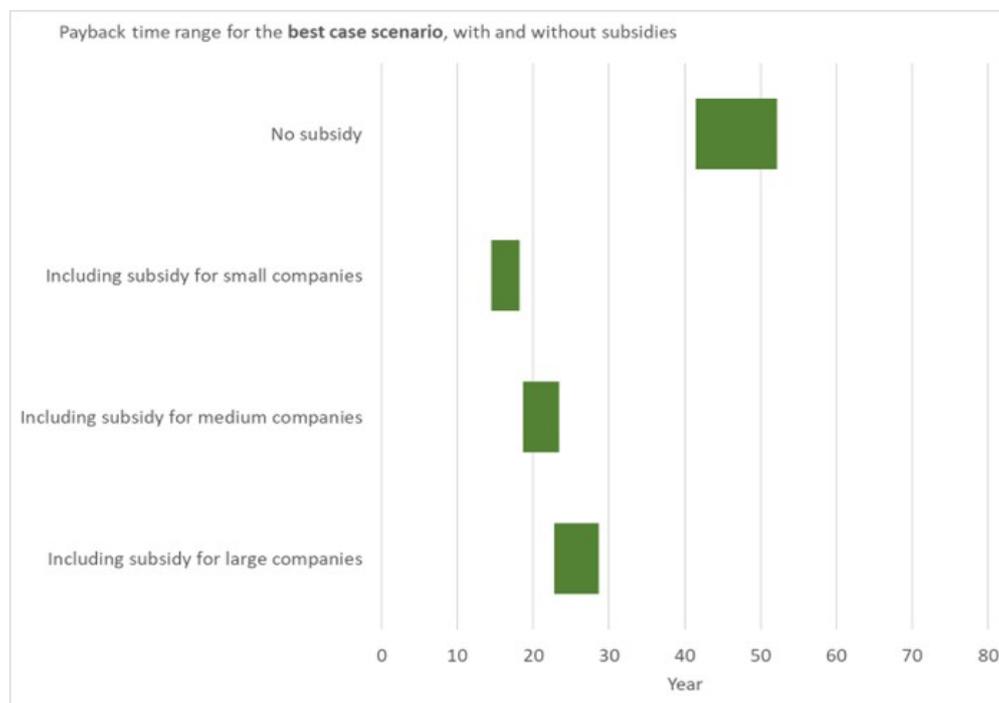


FIGURE 93 : PLAGES DE RETOUR SUR INVESTISSEMENT POUR UN SYSTÈMES GÉOMINE DE GRANDE TAILLE.

2.9. Réduction des émissions de CO₂ et consommation d'énergie primaire

Les bâtiments et sites du scénario de base génèrent des émissions directes et indirectes de CO₂ en raison de leur demande de chauffage et de refroidissement. Ces émissions sont estimées actuellement à 1 946 tonnes de CO₂ par an. Les émissions directes proviennent des différentes chaudières à gaz actuellement utilisées. Les émissions indirectes sont liées à la consommation d'énergie des machines de refroidissement.

En prenant en compte le fait qu'une partie de la demande de chauffage et de refroidissement pourra être couverte par le futur système Géomine, les émissions de CO₂ seront réduites. En effet, ce système ne générera pas d'émissions directes, seulement des émissions indirectes résultant de la consommation d'énergie des différentes sous-stations et pompes. Selon la taille du système Géomine, une réduction nette des émissions de CO₂ de 55 % à 72 % pourrait être atteinte (Tableau 41).

	Émissions de CO ₂ - (ton/yr)	Réduction (ton/yr)
Situation actuelle du scénario de base	1.946	-
Système Geomine le plus grand	536	-1.410 (-72%)
Système Geomine le plus petit	875	-1.071 (-55%)

TABLEAU 41 : TABLEAU RÉSUMANT LES ÉMISSIONS DE CO₂ ACTUELLES DANS LE CAS DE SYSTÈMES GEOMINE DE PETITES ET GRANDES TAILLES AINSI QUE LES RÉDUCTIONS ESTIMÉES

Les calculs des émissions de CO₂ sont basés sur les paramètres suivants :

- Facteur d'émission du gaz naturel : 0,251 kgCO₂e/kWh PCI (Pouvoir Calorifique Inférieur);
- Rendement des chaudières à gaz : 90 % ;
- Facteur d'émission de l'électricité : 0,22 kgCO₂e/kWh élec ;
- COP (Coefficient de Performance) des machines de refroidissement : 4,5.

La consommation d'énergie primaire annuelle actuelle des systèmes de chauffage et de refroidissement combinés est de 8,453 MWh. En passant au système Géomine, une réduction de 31% à 44% pourrait être réalisée, en fonction de la taille du système.

	Consommation d'énergie primaire- (MWh/yr)	Réduction (MWh/yr)
Situation actuelle du scénario de base	8.453	-
Système Géomine le plus grand	4.747	-3.706 [-44%]
Système Géomine le plus petit	5.833	-2.620 [-31%]

Les calculs de consommation d'énergie primaire sont basés sur les facteurs de conversion suivants:

- 1 pour gaz naturel ;
- 2,5 pour l'électricité.

2.10. Tarification des services fournis

Pour fixer les tarifs appropriés des services énergétiques, il est essentiel de commencer par définir précisément le type de service proposé. Ces services se déclinent principalement en deux grandes catégories : soit en fonction de la quantité d'énergie consommée, soit en tant que service global englobant l'ensemble des prestations énergétiques. Les options suivantes détaillent ces différents modèles de tarification.

2.10.1. Paiement par unité d'énergie

Ce modèle, le plus traditionnel, repose sur la facturation de l'énergie effectivement consommée par l'utilisateur final. L'énergie fournie est mesurée à l'aide d'un système de comptage, et un tarif, qui peut être fixe ou variable, est appliqué par unité d'énergie (généralement exprimée en kilowattheures - kWh).

Dans ce cadre, un compteur est installé afin de suivre précisément la quantité d'énergie utilisée par le bâtiment, qu'il s'agisse de chauffage ou de refroidissement, via le réseau de chauffage et de refroidissement urbain (DHC). Le propriétaire du bâtiment conserve la propriété de la sous-station située dans ses locaux, ce qui signifie qu'il est également responsable de son entretien. Ce modèle présente l'avantage de la simplicité d'usage, car il est directement corrélé à la consommation réelle d'énergie.

2.10.2. Énergie en tant que service

Dans ce modèle, l'énergie n'est plus simplement facturée au volume consommé, mais est fournie sous la forme d'un service complet. Ici, la sous-station n'est plus sous la responsabilité du propriétaire du bâtiment ; elle est détenue et maintenue par l'entreprise énergétique.

Bien que la consommation d'énergie soit toujours mesurée et facturée via un tarif fixe ou variable, des frais de service supplémentaires viennent s'ajouter pour couvrir les coûts de maintenance et de gestion de la sous-station. L'un des principaux avantages pour l'opérateur du réseau est qu'il garde un contrôle direct sur les sous-stations, lui permettant ainsi d'optimiser la distribution d'énergie en temps réel. Grâce à cette maîtrise, l'opérateur peut mieux gérer la demande en réduisant les

pics de consommation et en équilibrant l'offre sur le réseau. Cela se traduit par une amélioration de l'efficacité énergétique et de la rentabilité globale du système.

2.10.3. Énergie en tant que service (modèle complet)

Cette troisième option représente une variante du modèle précédent, apportant encore plus de flexibilité. Au lieu de facturer selon l'énergie consommée (en kWh), les frais sont ici calculés en fonction de la superficie desservie, c'est-à-dire par mètre carré (m²).

Ce modèle confère à l'opérateur du réseau une liberté d'action encore plus grande, notamment lorsqu'il s'agit de répondre à des besoins variés au sein d'un même réseau. Par exemple, certains utilisateurs peuvent nécessiter du chauffage tandis que d'autres ont besoin de refroidissement. En facturant à la surface plutôt qu'à la consommation, l'opérateur est en mesure d'optimiser l'utilisation des ressources énergétiques en fonction des demandes spécifiques de chaque client. Ce modèle est particulièrement adapté aux environnements complexes et aux réseaux énergétiques urbains qui doivent répondre à des besoins diversifiés tout en maintenant une gestion optimale des ressources.

Dans chacun de ces modèles, l'objectif principal est de fournir une énergie abordable, tout en garantissant une gestion efficace des infrastructures et une optimisation des ressources énergétiques disponibles. Le choix du modèle dépendra des objectifs spécifiques de l'opérateur de réseau, des besoins des clients, ainsi que de la structure du marché local de l'énergie.

2.11. Identification des risques du pilote

Les projets de type Géomine pour la géothermie, qui exploitent les anciennes mines pour extraire ou stocker de la chaleur, présentent plusieurs risques potentiels. Ces risques potentiels liés au développement du projet pilote sont analysés dans cette section.

L'impact des incertitudes dans les paramètres des modèles du réservoir souterrain (ex. géométrie de la mine, état des galeries, niveau d'envoyage, etc.) sur sa capacité de stockage et/ou d'utilisation comme source ont été analysés par le biais d'études de sensibilité réalisées par le biais des modèles du sous-sol. Les potentiels risques environnementaux sont discutés. Enfin, les risques socio-économiques, les obstacles à la réalisation du projet et les impacts potentiels sur la société et l'économie du site sélectionné sont analysés.

Les principaux risques identifiés sont les suivants :

1. Risques géologiques et hydrogéologiques

- Connectivité du réservoir : les incertitudes concernant l'état des puits de mines et des galeries et leur capacité à laisser passer l'écoulement est un risque pour le projet pilote. Une mauvaise connectivité du réservoir aurait pour effet de limiter les débits de production et d'injection, ou de conduire à des changements de hauteur d'eau/pressions inacceptables dans les puits. Un tel cas de figure compromettrait la faisabilité technique du projet et/ou aurait pour conséquence de réduire la rentabilité de celui-ci. Les principales incertitudes sont liées à la conductivité hydraulique des remblais des puits de charbonnages ainsi qu'à l'état physique actuel (et donc à la conductivité hydraulique) des galeries et des zones exploitées.
- Écoulements souterrains : La présence d'écoulement souterrains au sein du massif rocheux, naturels ou induits par l'exploitation du réservoir minier pour la production et le stockage d'énergie thermique pourrait entraîner des infiltrations non contrôlées, ce qui pourrait affecter la qualité et la quantité d'eau disponible pour le système géothermique.
- Augmentation des débits des galeries d'exhaure: Les débits des galeries d'exhaure ou le risque de coup d'eau pourraient augmenter si on injecte trop près de la surface ou

si la pression devient trop importante suite aux réinjections.

- Propriétés thermiques : Les caractéristiques thermiques, telles que la conductivité thermique et la capacité calorifique des panneaux, roche encaissante ou des puits remblayés ne sont pas connues précisément et peuvent sous certaines conditions (en cas de fracturation) être difficiles à prévoir. Le risque associé est une performance du système inférieure aux attentes.
- Stabilité des galeries : En cours d'exploitation, les anciennes mines peuvent être sujettes à des effondrements ou à des mouvements de terrain, ce qui pourrait compromettre la performance du système géothermique sur le long terme.
- Subsidence : le risque de subsidence ou plus globalement d'affaissement des terrains en surface, bien que limité doit être considéré.
- Sismicité induite : Dans le cas du projet proposé, l'équilibre des pressions est respecté, en assurant que tout le volume de fluide produit est ensuite réinjecté. D'autre part, les différences de température entre le fluide produit et celui qui est réinjecté sont minimes et non comparables avec les gammes de température des projets de géothermie profonde. Le risque de sismicité induite par l'exploitation du réservoir minier est de ce fait considéré comme faible. Cependant, ce risque doit être analysé.

2. Risques techniques

- Forage en zone urbaine : Les puits proposés pour le projet Geomine seront implantés dans des zones déjà urbanisées. Les emplacements choisis devraient limiter les contraintes pour la population locale, néanmoins les risques associés que forages en zones densément urbanisés seront inhérents au projet.
- Complexité du système : Le projet Geomine pilote nécessite la mise en place de diverses infrastructures pour extraire, transporter et réinjecter l'eau des mines ainsi que de nombreuses autres composantes pour assurer les échanges de chaleur et de froid, des pompes à chaleur. Certains défis techniques peuvent être associés à la mise en place d'un tel système complexe. Il faudra aussi être capable d'assurer la maintenance et le contrôle des diverses composantes du système.
- Fiabilité des équipements : Les puits, pompes, échangeurs de chaleur et autres équipements techniques peuvent être soumis à des conditions de fonctionnement difficiles, liées par exemple à des variations de pression ou la présence de fluides corrosifs, ce qui peut réduire leur durée de vie et augmenter les coûts de maintenance.
- Intégration au réseau : L'intégration du réseau Geomine proposé aux installations existantes de l'hôpital peut poser des défis.
- L'intégration des différents systèmes de gestion des bâtiments : Le réseau de chauffage utilise une plateforme centrale de gestion et de contrôle. Ce système central doit contrôler les différentes composantes du réseau de chaleur, dont les sous-stations locales. Les sous-stations fournissent de la chaleur et du froid au bâtiment connecté et doivent donc également être connectées au système de gestion technique local déjà utilisé. Les systèmes de gestion technique des différents bâtiments et ceux du réseau de chaleur global proviennent souvent de fournisseurs différents. L'intégration est nécessaire pour permettre la communication entre les différents systèmes. Cela peut poser des défis techniques lorsque, par exemple, différents protocoles de communication sont utilisés ou avec des systèmes obsolètes avec une accessibilité limitée.

3. Risques environnementaux

- Contamination de l'eau : Bien que les eaux des mines contiennent certains éléments contaminants comme des traces d'arsenic et des sulfates (dus à l'oxydation des pyrites), ce risque est considéré comme faible dans le cas du projet Geomine à Liège. En effet, les eaux des mines ne seront en aucun cas, mis en contact avec celles d'aquifères utilisés pour la production d'eau potable.
- Changements des conditions physico-chimiques : De tels changements peuvent en-

trainer une potentielle ou des risques de colmatage des puits. De telles observations ont été faites à Heerlen. Une maintenance adaptée des installations permet cependant de garder ce risque sous contrôle.

- Émissions de gaz liées à la présence de gaz de mine (méthane) : La mine était classée comme siège à grisou de 1ère catégorie, ce qui correspond à l'un des niveaux les plus faibles en termes de danger lié au grisou (seule la classe « sans grisou » est inférieure). Désormais, la mine étant probablement ennoyée, les émanations de gaz (déjà faibles) provenant du gisement houiller devraient être arrêtées. Seules de potentielles poches de gaz dans des zones confinées au sommet de la mine pourraient poser un risque. Cependant, ce danger est à relativiser pour deux raisons : (1) la présence de nombreux anciens puits qui agissent probablement comme des événements naturels, et (2) l'affleurement du socle houiller sur de larges zones, facilitant la dissipation des gaz.
- Impact sur les écosystèmes : aucun impact de ce genre n'a été reporté sur les autres sites utilisant les eaux des mines avec un concept tel que celui proposé.

4. Risques opérationnels

- Maintenance : En cas de problème avec les puits, le risque est de devoir mettre le projet en suspens pendant les périodes où les puits ne sont pas opérationnels.
- Soutenabilité du projet dans le temps : La durabilité à long terme des ressources géothermiques liées au réservoir minier doit être évaluée tout au long de la durée de vie du projet. Elle devra prendre en compte la régénération naturelle de la chaleur et l'évolution de la demande en surface afin de garantir l'absence d'épuisement thermique de la ressource. Le risque est de ne pas être capable de satisfaire les demandes en chaud et en froid des clients sur le long terme.

5. Risques économiques

- Incertitudes sur les coûts : Les coûts d'exploration, de développement et d'exploitation du projet pilote étudié sont difficiles à estimer, en raison de la variabilité des opérations de forages nécessaires, liées en grande partie aux conditions géologiques. En effet les prix des forages ont largement augmenté ces dernières années et il est difficile à ce jour de prévoir le coût exact de ces derniers. Le forage profond sera le plus exposé à cette variabilité.
- Coûts imprévus : Les problèmes techniques rencontrés lors du forage des puits peuvent entraîner des dépassements de budget significatifs. C'est le cas par exemple, si un side-track est nécessaire ou si les objets ciblés (galeries et/ou panneaux exploités) ne sont pas rencontrés lors du forage et nécessite une réorientation du forage. Rappelons que le positionnement des cibles identifiées pour les forages est localisé sur base de plans miniers parfois anciens. En fonction de la précision topographique des levés miniers, la position réelles des cibles est affectée d'une certaine imprécision.
- En cas d'effondrement lors du forage, le coût augmentera aussi.
- Retour sur investissement : Le temps de retour sur investissement peut être long, en particulier si les performances du pilote ne sont pas à la hauteur des attentes, ce qui pourra affecter la viabilité économique du projet.
- Subventions et soutien financier : La faisabilité du projet pilote présente une certaine dépendance à la disponibilité de subventions et du soutien financiers en raison principalement des larges coûts d'investissement.
- Volatilité des coûts de l'énergie : Les prix de l'énergie (notamment du gaz) ont beaucoup fluctué ces dernières années. Une augmentation de la production d'énergie locale permettra d'accroître la stabilité des prix de l'énergie. D'un autre côté, la tarification de l'énergie fournie est basée sur le concept : « les coûts ne doivent pas excéder les coûts de référence » et dépend donc de la référence utilisée. Cette tarification doit être suffisamment élevée, mais ne doit pas dépasser le coût opérationnel de la technologie de référence. Actuellement, cette référence est souvent le gaz, cependant,

il serait plus juste de prendre pour référence une pompe à chaleur air-eau plutôt que le gaz. C'est pourquoi la plupart des prix pour la chaleur et le froid sont actuellement couplés au BELPEX.

6. Risques réglementaires et sociaux

- Conformité réglementaire : Le projet pilote devra se conformer à la réglementation en matière d'environnement, de sécurité et d'utilisation des ressources, ce qui peut entraîner des délais lors du développement du pilote.
- Acceptabilité sociale : Les projets géothermiques, en particulier ceux impliquant l'utilisation des anciennes mines, peuvent susciter des préoccupations au sein des communautés locales, notamment en ce qui concerne les impacts environnementaux, la sécurité et les nuisances potentielles. Celles-ci sont en partie associées aux activités de forage. Le risque étant que la population refuse l'implantation du pilote. Ce risque est jugé comme faible pour le projet pilote de Liège.

En conclusion, le projet pilote faisant l'objet de l'étude de faisabilité de ce rapport offre un potentiel intéressant pour la valorisation des ressources géothermiques minières, ils comportent cependant également des risques qui devront être soigneusement évalués avant sa mise en place et pour certains gérés tout au long du cycle de vie du projet.

2.12. Phase exploratoire

Comme évoqué précédemment, la mine étudiée pour le Bassin de Liège pourrait potentiellement répondre à la demande de chaleur des clients si le gradient de température attendu ($23^{\circ}\text{C}/\text{km}$) est effectivement atteint. En revanche, la demande de froid pourrait ne pas être satisfaite en cas d'interaction hydraulique et thermique insuffisante entre les galeries de la mine, la roche environnante et les panneaux (due à une faible perméabilité de la roche encaissante et/ou à un volume de vide limité). Ce déficit d'interaction pourrait être amplifié si la perméabilité du matériau de remblai des puits de mine est faible (égale ou inférieure à 100 Darcies). Il est également crucial de connaître la composition de l'eau en amont afin d'anticiper les risques de corrosion, d'entartrage et de colmatage susceptibles de nuire aux puits et aux installations de surface, qui pourraient entraîner une réduction du stockage et de la production de chaleur. Par conséquent, il est essentiel de bien comprendre, au travers d'une phase d'exploration, les aspects suivants de la mine avant de lancer un projet :

- Perméabilité du matériau de remblai dans les puits de mine, des panneaux exploités et de la roche encaissante.
- Gradient de température et températures accessibles en fonction de la profondeur.
- Composition de l'eau et présence de gaz dissous dans l'eau.
- Distribution spatiale et verticale des ouvrages superficiels.
- Précision des cartes numériques des galeries et des panneaux.
- Écoulement souterrain naturel.

Des informations supplémentaires sur les propriétés thermiques de la roche pourraient également être recueillies. Cependant, ces valeurs sont moins incertaines car elles sont bien encadrées grâce à la lithologie connue de la roche et aux informations de référence issues de la bibliographie.

Les activités d'exploration peuvent être réparties en deux catégories :

- les activités impliquant l'utilisation de puits
- l'imagerie géophysique du sous-sol et de ses caractéristiques.

Les activités associées aux puits nécessitent des forages et donnent accès à des informations directes et de haute résolution sur le système si les puits sont forés à travers ou rencontrent sur leur trajectoire des objets tels que galeries et panneaux. Cependant, l'exploration à partir des puits présente des limitations. En effet, seules des données locales le long de la trajectoire des puits sont

ainsi recueillies.

Les méthodes basées sur l'imagerie, quant à elles, offrent des mesures indirectes des propriétés du sous-sol, qui peuvent être corrélées à la présence de différentes lithologies, de failles, ainsi qu'à des variations des propriétés pétrophysiques et des fluides. Ces méthodes ont généralement une faible résolution mais offrent une couverture spatiale et volumétrique étendue.

Dans cette section, les méthodes d'exploration recommandées impliquant le forage de puits d'exploration sont dans un premier temps détaillées. Ensuite la faisabilité de l'utilisation des méthodes d'imagerie (basées sur la sismique et la résistivité) afin de déterminer si elles pourraient être utilisées pour réduire l'incertitude des cartes numériques de la mine est discutée.

2.12.1. Forages d'exploration : activités recommandées

Ce type d'exploration associé à des puits nécessite le forage de puits d'exploration. Ces puits pourraient être conçus comme des puits de production/injection, afin de les conserver pour de futures opérations, si les tests et les études économiques démontrent la faisabilité du projet. Une fois les puits forés, il sera possible de réaliser des diagraphies de forage et des tests hydrauliques qui fourniront des informations sur les caractéristiques hydrauliques locales des galeries, des panneaux et de la roche (perméabilité, capacité de stockage). Le forage du puits permettra également de réduire l'incertitude liée au positionnement sur les cartes des galeries et des panneaux. L'activité impliquant les forages exploratoires et les tests conseillés correspondants sont indiqués dans le Tableau 42 pour les puits peu profonds et profonds. Les emplacements et profondeurs recommandés des puits sont décrits et illustrés dans le Tableau 42 et les Figure 61 et Figure 62. Il est fortement recommandé de forer au moins un puits peu profond pour réduire les risques liés au projet et diminuer les incertitudes sur les paramètres pouvant entraîner une capacité insuffisante pour la production et le stockage de l'eau froide. Si le budget le permet, le forage d'un second puits, correspondant au puits profond, est grandement recommandé. En effet, celui-ci permettra de valider la relation entre la température et la profondeur dans la mine, de vérifier la composition de l'eau ainsi que la présence éventuelle de gaz dissous dans l'eau profonde, et enfin de tester la communication hydraulique verticale entre les zones peu profondes et profondes de la mine.

Activité	Objectif(s)	Moyens \ Procédure de test
Forage d'un puits peu profond (profondeur jusqu'à 250 m depuis la surface)	Identification/caractérisation des intervalles perméables : Panneaux et Galeries. Cela permettra de tester la précision du report cartographiques des travaux miniers.	Via des loggings de forage, également connues sous le nom de «diagraphies» : Gamma ray, caméra vidéo, Caliper (jauge de diamètre), enregistrement initial de la température et de la pression. Dans le gisement houiller, une porosité neutron est également recommandée en complément pour identifier les zones a priori plus perméables. En addition de la gamma totale cela permettra de mieux distinguer les bancs de grès des parties pélitiques.
	Tester l'injectivité et la productivité totale du puits.	Un test d'injection et/ou de production est réalisé après le forage du puits, avec suivi de la température et de la pression. Une pompe submersible non permanente (généralement louée) est installée dans le puits, l'eau est extraite, et le niveau d'eau du puits est mesuré.

	Tester individuellement la perméabilité des galeries et des panneaux ainsi que la perméabilité verticale de la roche et des puits de mine remblayés.	Test d'injection entre packers. Des packers gonflables non-permanents sont installés en haut et en bas de l'intervalle d'intérêt, avec l'appareil de forage en place. L'injection d'eau est effectuée dans l'intervalle isolé. De plus, la perméabilité verticale peut être évaluée en plaçant un deuxième ensemble de capteurs de pression sous le packer inférieur ou au-dessus du packer supérieur pour enregistrer la pression pendant l'injection d'eau mentionnée.
	Mesurer la température et la pression au fond du puits.	Via wireline, également connues sous le nom de «diagraphies». Il est préférable de les réaliser quelques semaines après les tests d'injection et/ou de production du puits, afin que la température et la pression soient proches de l'état stable.
	Composition de l'eau	Prélever des échantillons d'eau au fond du puits pendant les tests de température et de pression. Réaliser une analyse physico-chimique pour déterminer la composition en ions et une mesure des paramètres physicochimiques, conductivité électrique et redox. Ce prélèvement permet également de mesurer la teneur en gaz et de réduire l'interaction des ions dissous avec l'air. Ces analyses permettront de définir le choix des matériaux à utiliser. Effectuer un prélèvement d'eau en surface pendant ces tests.
	Évaluer l'écoulement naturel à l'aide d'un test de traceur sur un seul puits.	Dans ce type de test, un seul «slug» de traceur est injecté dans le puits, et son déclin est surveillé. Si ce déclin est plus rapide que ce qui est attendu en conditions statiques, ce comportement peut être lié au champ de vitesse naturel.
Forage d'un second puits (profondeur jusqu'à 950 m depuis la surface). Cette tâche peut être considérée comme optionnelle, mais elle permettrait de prouver la faisabilité technique du projet Geomine global.	Identification et caractérisation des intervalles perméables : Panneaux et Galeries.	Via diagraphies de forage. Il est préférable de réaliser ces mesures quelques semaines après les tests prolongés de production, afin que la température et la pression soient proches de l'état stable.
	Évaluer la connexion verticale dans la mine.	Un test prolongé d'injection et/ou de production est réalisé après le forage du puits. Une pompe submersible non permanente (généralement louée) est installée dans le puits, et l'eau est extraite puis réinjectée dans le puits peu profond précédemment foré.
	Mesurer la température et la pression au fond du puits ainsi que procéder à un échantillonnage de l'eau.	Via diagraphies de forage. Il est préférable de réaliser ces mesures quelques semaines après les tests prolongés de production, afin que la température et la pression soient proches de l'état stable.
	Composition de l'eau	Prélever des échantillons d'eau au fond du puits pendant les tests de température et de pression. Réaliser une analyse physico-chimique pour déterminer la composition en ions et mesure des paramètres physicochimiques. Ce prélèvement permet également de mesurer la teneur en gaz et de réduire l'interaction des ions dissous avec l'air. Effectuer un prélèvement d'eau en surface pendant ces tests.

TABLEAU 42 : FORAGES D'EXPLORATION, ACTIVITÉS RECOMMANDÉES

2.12.2. Activités d'imagerie

Dans le cadre du projet actuel, la cartographie des galeries et des panneaux repose sur la numérisation d'anciennes cartes minières. Cette cartographie constitue actuellement la principale source d'information pour l'emplacement des puits et la prévision de leur performance. Cependant, ces informations peuvent être incomplètes, imprécises ou inexactes. Par exemple, certaines cartes peuvent avoir disparu, certaines galeries ou certains panneaux n'ont jamais été cartographiés, ou des erreurs de levé topographique des galeries peuvent s'être produites, entre autres problèmes.

En théorie, une phase d'exploration géophysique pourrait être utile pour améliorer cette situation, à condition que la technique sélectionnée offre la résolution nécessaire pour détecter les galeries et panneaux mentionnés. Actuellement, l'expérience en matière d'imagerie des mines avec la résolution requise est très limitée. Des tentatives ont été faites pour tester des méthodes d'imagerie dans les mines. Par exemple, le profilage sismique vertical inversé (RVSP) a été testé avec succès pour cartographier des mines de charbon abandonnées (Hannan & Jim, 2007). Une autre option consiste à utiliser des méthodes basées sur la résistivité. Par exemple, la méthode de tomographie de résistivité électrique a été testée à la fois dans le cadre d'une étude de faisabilité et d'une application pratique dans le bassin houiller de Jharia, en Inde (Das, Pal, & Mohanty, 2017). Dans cette expérience, il est affirmé qu'il a été possible de détecter la présence d'eau souterraine et de cavités remplies d'air en raison d'un contraste de résistivité élevé avec les environs. Ce n'est cependant pas le cas attendu au niveau du site étudié.

En effet, en l'état actuel des développements des méthodes d'imagerie géophysique, les méthodes sismiques et de résistivité pourraient être des options pour l'imagerie des ouvrages miniers peu profonds, mais leur résolution verticale est un point crucial à examiner avant d'acquérir ce type de données. Il faudrait dans un premier temps mener une étude de faisabilité des méthodes mentionnées afin de déterminer les chances de visualiser les galeries et les panneaux. Enfin, un point à ne pas négliger et qui pourrait rendre ces activités d'exploration inapplicables est l'accessibilité en zone urbaine densément bâtie. D'un point de vue pratique, il sera probablement compliqué de déployer les outils géophysiques de manière optimale, excluant potentiellement ce type d'activités.

2.12.3. Conclusions

En conclusion, au vu des incertitudes, des enjeux, et de la résolution requise, seules les reconnaissances directes (puits d'exploration) sont recommandées lors de la phase exploratoire. Aucune prospection géophysique n'est recommandée. Celle-ci pourrait s'avérer utile uniquement pour repérer d'anciennes travaux miniers non-cartographiés à une profondeur maximale de 50 à 100m.

2.13. Feuille de route du projet pilote pour la réalisation

Sur la base des expériences acquises dans le cadre de la réalisation de sites pilotes dans le passé, un calendrier général de mise en œuvre est présenté en Tableau 43.

	Année 1				Année 2				Année 3				Année 4			
	Q 1	Q 2	Q 3	Q 4	Q 1	Q 2	Q 3	Q 4	Q 1	Q 2	Q 3	Q 4	Q 1	Q 2	Q 3	Q 4
Etude de faisabilité	■	■	■	■												
Design conceptuel				■	■											
Plan directeur					■	■										
Mobilisation des parties prenantes				■	■	■	■	■								
Préparation des investissements								■	■	■	■	■				
Mise en oeuvre												■	■	■		
Tests														■	■	
Exploitation																■

TABLEAU 43 : CALENDRIER DE MISE EN ŒUVRE ESTIMÉ POUR UN PROJET PILOTE.

La présente étude comprend déjà une grande partie de **l'étude de faisabilité** détaillée. Cela limite la réalisation du pilote à 3 années supplémentaires.

Le **design conceptuel** est également inclus dans la présente étude, mais il nécessitera probablement des détails supplémentaires en fonction de l'engagement des parties prenantes. En fonction des bâtiments qui doivent être connectés, le design pourra être légèrement adapté.

La mobilisation des parties prenantes est un élément clé dans la réalisation du projet pilote. Il doit y avoir un engagement des propriétaires des bâtiments, de la municipalité, du GRD, etc. pour réaliser ce projet. Il est extrêmement important d'informer pleinement les parties prenantes sur les coûts impliqués.

Plan directeur : si toutes les parties prenantes sont d'accord et que le design conceptuel est mis à jour, un plan directeur complet doit être élaboré. Idéalement, ce plan directeur contient des informations sur l'installation réelle du réseau, y compris les CAPEX et OPEX, mais contient également des informations sur l'expansion potentielle à d'autres régions.

Préparation des investissements : une procédure de passation de marchés devra être lancée pour sélectionner les partenaires industriels. Il peut s'agir de fournisseurs de technologie, de prestataires de services, etc. Dans certaines configurations, une procédure de passation de marchés devra être lancée pour désigner l'exploitation effective du réseau.

La mise en œuvre, les tests et l'exploitation de l'installation peuvent prendre plusieurs mois. Ce processus doit être démarré longtemps à l'avance, mais dépend de la réalisation des investissements et de toutes les procédures préalables.

CONCLUSIONS

La mission avait pour objectif de mener une étude de faisabilité dans le bassin de Liège, en vue de lancer un projet pilote de géothermie minière. Cette étude s'est déroulée en deux phases : la première a abouti à la sélection d'un site, qui a ensuite fait l'objet de l'étude de faisabilité lors de la seconde phase du projet. Ce rapport présente une synthèse des résultats des différentes tâches réalisées au cours de cette mission.

La première partie se concentre sur la collecte et l'analyse des données existantes dans le bassin de Liège, la présélection de trois sites/projets potentiels, ainsi que l'analyse et le classement de ces sites. Elle se conclut par la sélection du site retenu pour l'étude de faisabilité.

La deuxième partie du rapport est dédiée à l'étude de faisabilité du site sélectionné. Elle commence par la synthèse et la collecte des données relatives au périmètre du site (surface et sous-sol) et la définition de scénarios de référence pour le projet pilote. Un chapitre détaille ensuite la conception du modèle 3D du réservoir. Les méthodologies de modélisation du réservoir minier ainsi que les résultats des simulations des scénarios définis sont analysés.

Par ailleurs, le rapport aborde le dimensionnement des composantes du projet pilote, l'analyse techno-économique, les réductions attendues de CO₂ et de consommation d'énergie primaire, ainsi que la tarification des services. Enfin, les risques associés au projet sont identifiés, et une phase exploratoire visant à minimiser ces risques est présentée.

La conclusion principale de cette étude indique que les résultats des simulations sont favorables à la mise en œuvre d'un projet pilote sur le site sélectionné. L'intégration des anciens travaux d'extraction du charbon dans le modèle hydrogéologique (approche de modélisation considérant le modèle 3D du réservoir) renforce les résultats positifs obtenus avec l'approche de modélisation considérant le réservoir comme un réseau de conduites 1D, qui ne prenait en compte que les galeries et anciens puits. De manière générale, les températures de production restent relativement stables pour les différents scénarios étudiés, et les variations de pression attendues sont acceptables.

Cependant, certaines incertitudes persistent quant à la capacité thermique du réservoir minier, notamment en ce qui concerne les températures des sources chaude et froide, leur évolution dans le temps, et les débits maximaux que le système peut supporter. Ces paramètres seront principalement influencés par les variations de pression observées au niveau des puits de production et d'injection. Ces incertitudes pourraient impacter la conception et le fonctionnement du système GÉOMINE. La phase exploratoire proposée en fin de rapport vise à guider les futurs développeurs de projets dans les actions à entreprendre pour réduire ces incertitudes et par la même les risques liés au projet pilote.

RÉFÉRENCES

- Caulier-Mathy N., 1971. La modernisation des charbonnages liégeois pendant la première moitié du XIXe siècle. Techniques d'exploitation. Bibliothèque de la Faculté de Philosophie et Lettres de l'Université de Liège, Fascicule CXCII, 308 pp.
- Claes, S., Frederickx, E., Gullentops, F., Felder, W. & De Geyter, G., 2001a. Toelichtingen bij de geologische kaart van België : Vlaams Gewest. Kaartblad 34 : Tongeren, 1 : 50 000, 56 p.
- Claes, S., Gullentops, F. & De Geyter, G., 2001b. Toelichtingen bij de geologische kaart van België : Vlaams Gewest. Kaartblad 33 : Sint-Truiden, 1 : 50 000, 68 p.
- de Jaer & Yans, 1948. Histoire de nos charbonnages. La conquête à Ans et Glain. Chronique archéologique du Pays de Liège. 39e année, n°1, p. 5-23.
- de Jaer, 1948. Histoire de nos charbonnages. La Société des Joncs dite Beaujonc à partir du XVIIIe siècle. Chronique archéologique du Pays de Liège. 39e année, n°3, p. 57-23.
- Diersch, H-J. G., 2014. FEFLOW: Finite Element Modeling of Flow, Mass and Heat Transport in Porous and Fractured Media. Springer. DOI: <https://doi.org/10.1007/978-3-642-38739-5>
- Forir, H., 1897. Carte géologique de la Belgique. Planche 134 : Seraing – Chênée. Echelle 1 : 40 000, Institut cartographique militaire.
- Forir, H., 1902. Carte géologique de la Belgique. Planche 121 : Alleur – Liège. Echelle 1 : 40 000, Institut cartographique militaire.
- Geuzaine, C. & Remacle, J.F., 2009. Gmsh: a three-dimensional finite element mesh generator with built-in pre- and post-processing facilities. International Journal for Numerical Methods in Engineering, 79 (11), 1309-1331.
- Hallet, V., 2004. Modélisation mathématique de l'évolution, à long terme, des teneurs en nitrates dans la nappe aquifère des craies du Crétacé de Hesbaye (Belgique). Revue des sciences de l'eau/ Journal of Water Science, 17(1), 3-22. DOI : <https://doi.org/10.7202/705520ar>
- IGN, 2023. Institut géographique national : Modèle numérique de terrain avec résolution de 20 m (DTM20).
- Ruthy, I., 2006. Carte hydrogéologique Alleur – Liège (42/1-2). Université de Liège et Service public de Wallonie.
- Ruthy, I. & Willems, T., 2015. Carte hydrogéologique Seraing – Chênée (42/5-6). Université de Liège et Service public de Wallonie.
- Ruthy, I. & Dassargues, A., 2006. Notice explicative de la carte hydrogéologique Alleur – Liège (42/1-2). Université de Liège et Service public de Wallonie, 58 p.
- Ruthy, I. & Dassargues, A., 2009. Notice explicative de la carte hydrogéologique Tongeren – Herderen (34/5-6). Université de Liège et Service public de Wallonie, 102 p.
- Ruthy, I., Willems, T. & Dassargues, A., 2016. Notice explicative de la carte hydrogéologique Seraing – Chênée (42/5-6). Université de Liège et Service public de Wallonie, 124 p.
- S.A. des Charbonnages de l'Espérance et Bonne-Fortune à Montegnée lez-Liège (Belgique), 1905. Notice rédigée à l'occasion de l'Exposition Universelle et Internationale de Liège de 1905, 87 pp.
- SPW, 2019. Service public de Wallonie – Agriculture, Ressources naturelles et Environnement – Département de l'Environnement et de l'Eau – Direction des Risques industriels, géologiques et miniers. Concessions minières – Série (couche WMS).
- Wanko A. 2016. Cartographie de la vulnérabilité. Lien : Cartographie de la vulnérabilité (unit.eu). Consulté en 2024.

ANNEXE A: Stockage d'énergie thermique (TES)

L'inclusion du stockage d'énergie thermique (TES) dans les réseaux de chauffage urbain peut offrir divers avantages, tels que l'augmentation de la flexibilité et la réalisation d'un système énergétique plus durable grâce à une utilisation accrue des énergies renouvelables ou de la chaleur résiduelle. Trois catégories ou technologies distinctes de TES sont actuellement disponibles, chacune ayant un niveau de maturité technologique (TRL) différent. Ces catégories sont le stockage de chaleur sensible, latent et (thermo)chimique, qui reposent sur différents phénomènes physiques pour stocker la chaleur.

Dans le cas du stockage d'énergie thermique sensible (TES), la température du milieu de stockage, qui peut être gazeux, liquide ou solide, est modifiée lorsque de l'énergie thermique est ajoutée ou soustraite au système de stockage. L'application du stockage de chaleur sensible devient de plus en plus intéressante lorsque la plage de température de stockage s'élargie. En revanche, dans le cas de faibles différences de température, le volume de stockage nécessaire augmente considérablement.

Le stockage de chaleur latente exploite quant à lui l'énergie thermique nécessaire pour aboutir à une transition de phase dans le matériau de stockage. De cette manière, une quantité relativement importante d'énergie peut être stockée dans une plage de température étroite. La transition entre la phase liquide et la phase solide est la plus souvent utilisée pour ce type de stockage, et les matériaux utilisés sont appelés matériaux à changement de phase (PCM).

Enfin, les réactions chimiques réversibles, ainsi que les réactions d'absorption ou d'adsorption, offrent un moyen de stocker l'énergie thermique de manière compacte, avec pratiquement aucune perte. Ces réactions permettent de stocker l'énergie de manière très efficace, notamment pour des applications où la minimisation des pertes est cruciale.

Ainsi, différentes options sont possibles, mais il est essentiel de prendre en compte à la fois les aspects temporels et spatiaux lors de l'évaluation de la viabilité et de la faisabilité des solutions de stockage d'énergie thermique (TES). Ces caractéristiques seront brièvement abordées avant d'examiner les applications potentielles sur un site Geomine pilote.

Aspects temporels

La première considération concerne l'échelle de temps sur laquelle le stockage doit fonctionner. On distingue le stockage à court terme et le stockage à long terme, le premier se rapportant à des périodes d'au plus quelques jours, tandis que le second implique un stockage saisonnier.

Le stockage à court terme peut être utile pendant les heures de pointe lorsque la capacité de production installée est insuffisante pour répondre à la demande. Alternativement, il permet au système de production de chaleur de fonctionner plus efficacement. Par exemple, bien qu'à haute température, le réseau de chauffage urbain de Gand est équipé d'un tampon d'eau chaude de 4500 m³. Il s'agit d'un réservoir de stockage de pétrole reconverti. Depuis l'ajout de cette unité de stockage, les centrales de cogénération (CHP) de l'usine de production n'ont plus besoin de s'adapter à la demande, mais peuvent fonctionner à pleine capacité pendant un nombre réduit d'heures de fonctionnement. Cela se traduit par une efficacité accrue, une réduction de la consommation de gaz, des coûts de maintenance et des émissions de CO₂ (réduction de 34 %), ainsi que par une courte période de retour sur investissement de 6 ans.

Des matériaux à changement de phase (PCM) pourraient être utilisés comme alternative pour réduire l'espace requis. Les exemples d'application des PCM dans ce domaine sont limités, mais on peut citer l'utilisation du stockage de glace pour le refroidissement urbain, par exemple à Chicago. Dans ce cas, l'inclusion du stockage de glace permet de stocker le froid de manière compacte, ce qui à son tour permet une exploitation plus flexible du système de refroidissement.

Le stockage de chaleur sensible, et plus spécifiquement le stockage dans des réservoirs d'eau chaude (TTES), est l'une des options les plus couramment utilisées pour le stockage à court terme de manière économique. Les volumes de stockage typiques dépendent des caractéristiques du réseau de chauffage urbain (DHN), de la capacité de production et de la technologie utilisée, ainsi

que des profils de demande. Pour un réseau de chauffage urbain typique, on peut s'attendre à des volumes de l'ordre de 1 000 m³ à 5 000 m³.

Bien que le réseau de chauffage urbain, de Gand, dans l'exemple ci-dessus appartienne à une génération antérieure, l'application du stockage thermique à court terme dans le cadre d'un réseau de cinquième génération (5GDH) peut être envisagée pour la même raison : à savoir, aider à couvrir les pics de demande lorsque la capacité de production est insuffisante.

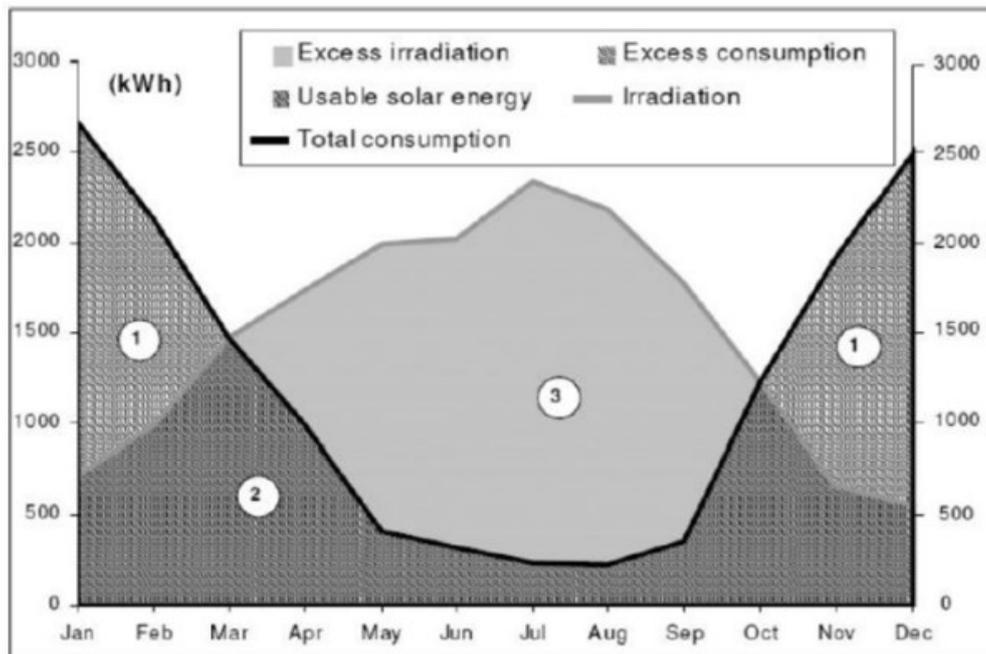


FIGURE 94 : DÉCALAGE SAISONNIER ENTRE LA PRODUCTION SOLAIRE (EN GRIS CLAIR) ET LA DEMANDE THERMIQUE (EN GRIS FONCÉ) SUR UNE BASE MENSUELLE POUR UNE MAISON INDIVIDUELLE ÉCOÉNERGÉTIQUE.

Le stockage thermique à long terme a principalement pour objectif d'utiliser l'excès d'énergie solaire disponible pendant les mois d'été comme source d'énergie pendant la saison de chauffage, comme illustré pour une maison individuelle dans la Figure 94. Contrairement au stockage à court terme, ces systèmes de stockage ne passent généralement qu'un seul cycle de charge/décharge par an. Étant donné que la charge et la décharge sont séparées par plusieurs semaines, voire plusieurs mois, les pertes thermiques jouent un rôle plus important dans ce cas.

Dans ce contexte, le stockage thermo-chimique a le potentiel de jouer un rôle important dans le futur car il permet de pratiquement éliminer les pertes thermiques. Cependant, cette technologie n'est pas encore commercialement viable et nécessite des recherches et un développement supplémentaires pour surmonter les défis technologiques actuels au niveau des matériaux, des composants, et des échelles de systèmes.

Ensuite, les technologies de stockage à changement de phase (PCM) présentent des propriétés intéressantes qui les rendent adaptées au stockage à long terme. Cependant, le manque de PCM à faible coût et les volumes élevés nécessaires pour réaliser un stockage saisonnier en font une option non viable pour le moment.

Enfin, le stockage de chaleur sensible est souvent utilisé comme stockage saisonnier dans les réseaux de chauffage urbain (DHN) sous différentes formes, à la fois en surface et en sous-sol.



FIGURE 95 : LE RÉSEAU DE CHAUFFAGE URBAIN DE VOJENS EST ÉQUIPÉ D'UN SYSTÈME CENTRAL DE STOCKAGE THERMIQUE SENSIBLE (PTES) QUI EST CHARGÉ GRÂCE À UN CHAMP DE CAPTEURS SOLAIRES PENDANT L'ÉTÉ.

Les exemples de solutions de stockage thermique en surface se trouvent principalement dans les zones rurales scandinaves, sous forme de systèmes de stockage thermique par excavation (PTES). Ces structures autoportantes comprennent de grands bassins excavés équipés de revêtements et de matériaux isolants. L'eau dans le bassin est chauffée en été grâce à un vaste champ de capteurs solaires et restituée en hiver.

Ce type de système a été réalisé, par exemple, à Vojens, au Danemark (Figure 95), où une ancienne carrière de sable a été transformée en un PTES de 210.000 m³. Un champ de capteurs solaires de 70.000 m² est utilisé pour charger le système de stockage. Au moins 50 % de la chaleur distribuée au réseau de chauffage urbain (DHN) est produite par ce champ de capteurs solaires. Le coût d'investissement spécifique d'un système PTES à cette échelle est faible, environ 30 €/m³, mais un grand volume, et donc un espace conséquent, est nécessaire pour sa mise en œuvre.

Des solutions souterraines alternatives, telles que le stockage d'énergie thermique par aquifère (ATES) et par sondes géothermiques (BTES), sont également utilisées. Le système ATES extrait et réinjecte directement l'eau souterraine dans les aquifères via des puits chauds et froids. Son application dépend en grande partie de la faisabilité technique du système, liée directement à la (hydro-)géologie locale du sous-sol et de la faisabilité économique, liée en partie aux conditions de demande locale. Le système BTES utilise quant à lui plusieurs forages permettant d'échanger et de stocker de l'énergie thermique avec/dans le sous-sol.

À Rostock, en Allemagne, 107 appartements sont connectés à un réseau de chauffage urbain (DHN) qui intègre un système ATES. Des capteurs solaires sont utilisés pour régénérer l'ATES en été, atteignant une fraction solaire de près de 50 %. Concernant les systèmes de type BTES, la communauté solaire de Drake Landing en Colombie-Britannique, au Canada, relie 52 maisons à un réseau de chauffage urbain à basse température. Grâce à 2 300 m² de capteurs solaires en combinaison avec un système BTES, une fraction solaire de 90 % a pu être atteinte.

Il convient de noter que dans le cadre du présent projet, l'utilisation des anciennes mines peut également être considérée comme un cas particulier de système ATES.

Aspects spatiaux

Le type d'emplacement du système de stockage doit également être pris en compte. Deux cas sont distingués : centralisé et décentralisé, illustrés en Figure 96.

Dans le cas d'un système centralisé, le système TES est situé à proximité du fournisseur de l'installation, et son fonctionnement est en lien direct avec le réseau de chauffage urbain (DHN). Il est important de noter que tous les exemples mentionnés précédemment sont des systèmes de stockage centralisés. Ces systèmes ont généralement des dimensions importantes.

Le choix entre stockage centralisé et distribué dépendra des spécificités du projet, notamment en termes de géographie, de taille du réseau et de besoins énergétiques.

Le stockage décentralisé peut également être envisagé. Dans ce cas, le stockage est mis en œuvre du côté du consommateur, ce qui peut présenter des avantages lorsque qu'un petit groupe de consommateurs dans le réseau de chauffage urbain (DHN) a des demandes de pointe régulières. Cela permet de dimensionner plus modestement les sous-stations concernées, en les combinant avec un stockage à court terme. Cependant, le stockage décentralisé (distribué) à long terme n'est pas économiquement viable à l'heure actuelle.

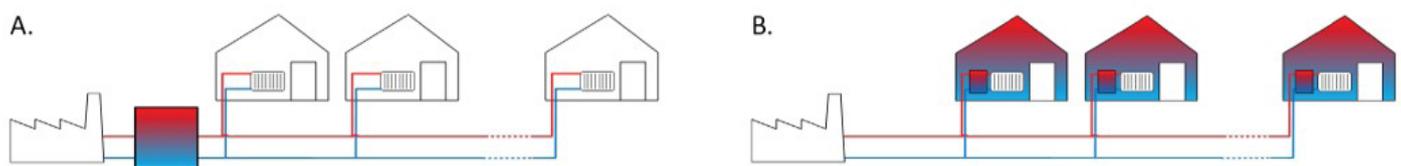


FIGURE 96 : DIFFÉRENCE ENTRE SYSTÈME DE STOCKAGE CENTRALISÉ (A) ET DÉCENTRALISÉ (DISTRIBUÉ) (B) DANS UN RÉSEAU DE CHALEUR URBAIN.

ANNEXE B : Cas d'un doublet géothermique sur un seul puits minier

Afin de mettre en évidence l'axe préférentiel d'écoulement le long des éléments 1D dans le modèle, un scénario a été simulé en disposant le puits froid et le puits chaud du doublet géothermique le long d'un seul puits minier (Figure 97). Dans ce scénario, le système est uniquement utilisé pour le chauffage, avec pompage dans le puits chaud et injection dans le puits froid en continu pendant 5 ans, à un débit constant de 50 m³/h. Le même scénario a été simulé par le VITO dans le logiciel EPANET, afin de comparer les résultats et vérifier l'efficacité du modèle hydrogéologique 3D.

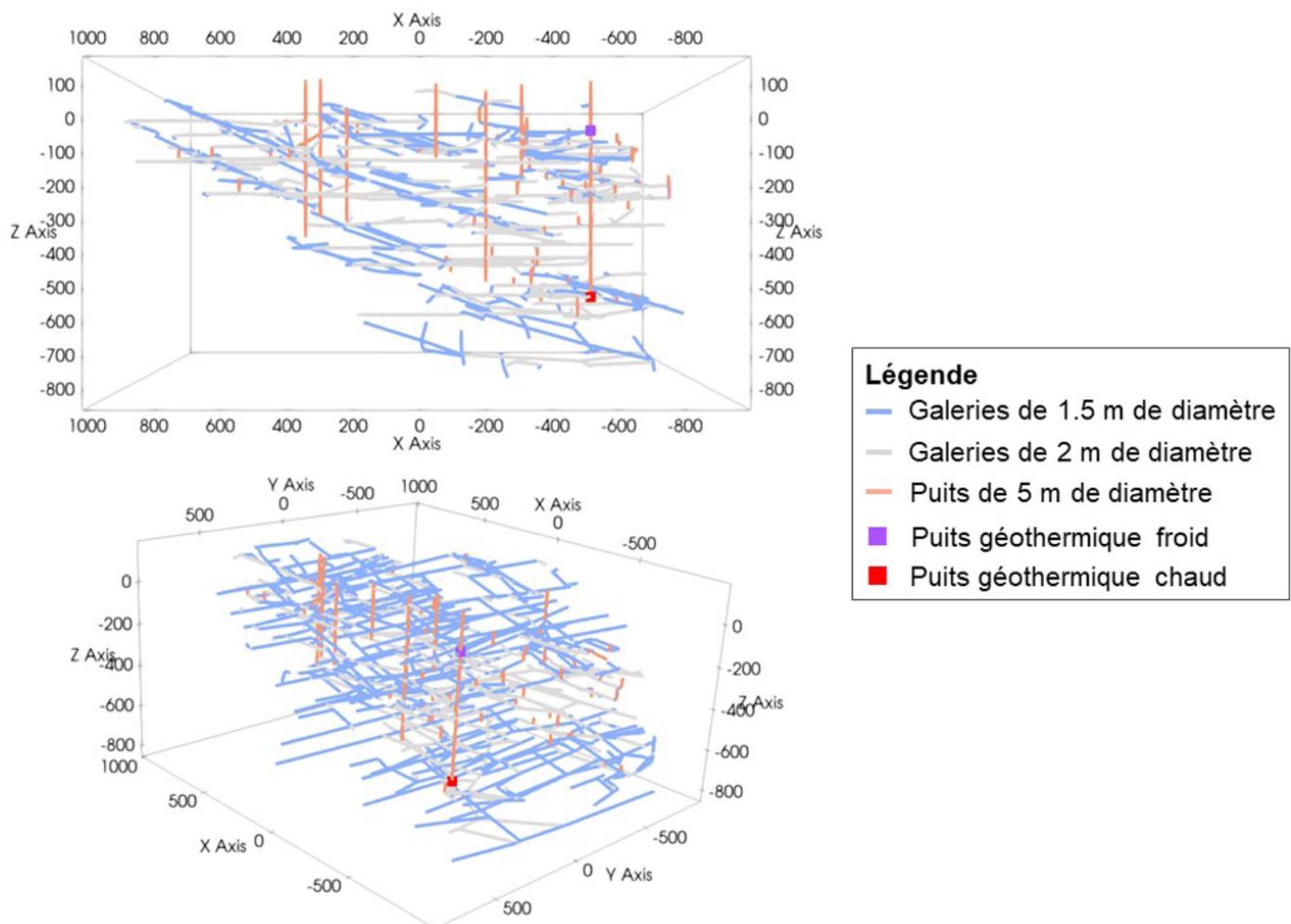


FIGURE 97 : LOCALISATION DES PUIXS DU DOUBLET GÉOTHERMIQUE SUR UN UNIQUE PUIXS MINIER.

L'évolution de la température dans les puits pour ce scénario est présentée à la Figure 98. La température au puits froid reste constante à 15 °C, température de réinjection. La température du puits chaud décroît quant à elle avec les deux modèles. La diminution est plus rapide dans le modèle EPANET que dans le modèle 3D. Néanmoins, pour les deux modèles, elle se stabilise sur le long terme, à environ 23 °C avec le logiciel EPANET et 22 °C pour le modèle 3D.

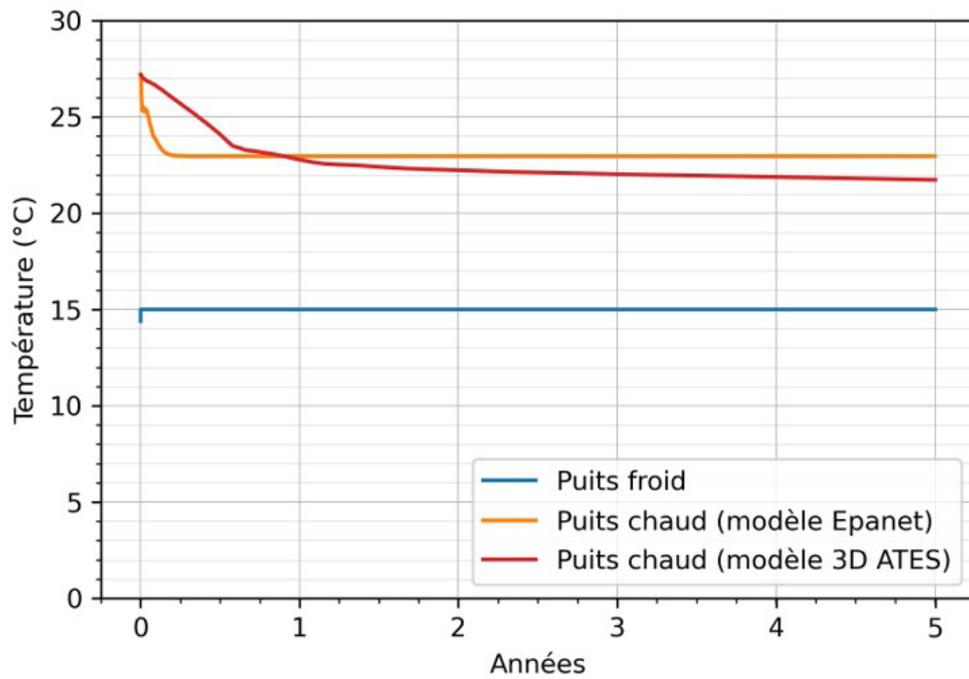


FIGURE 98 : ÉVOLUTION DE LA TEMPÉRATURE AU SEIN DES PUIITS GÉOTHERMIQUES SITUÉS SUR UN UNIQUE PUIITS MINIER.

De plus, la Figure 99 présente une coupe au puits minier de la température après 5 années de chauffage. Celle-ci met en évidence l'axe préférentiel le long du puits minier, élément 1D très perméable, et la propagation du froid le long de ce dernier. Les éléments 1D constituent donc bien un réseau préférentiel d'écoulement dans le modèle 3D.

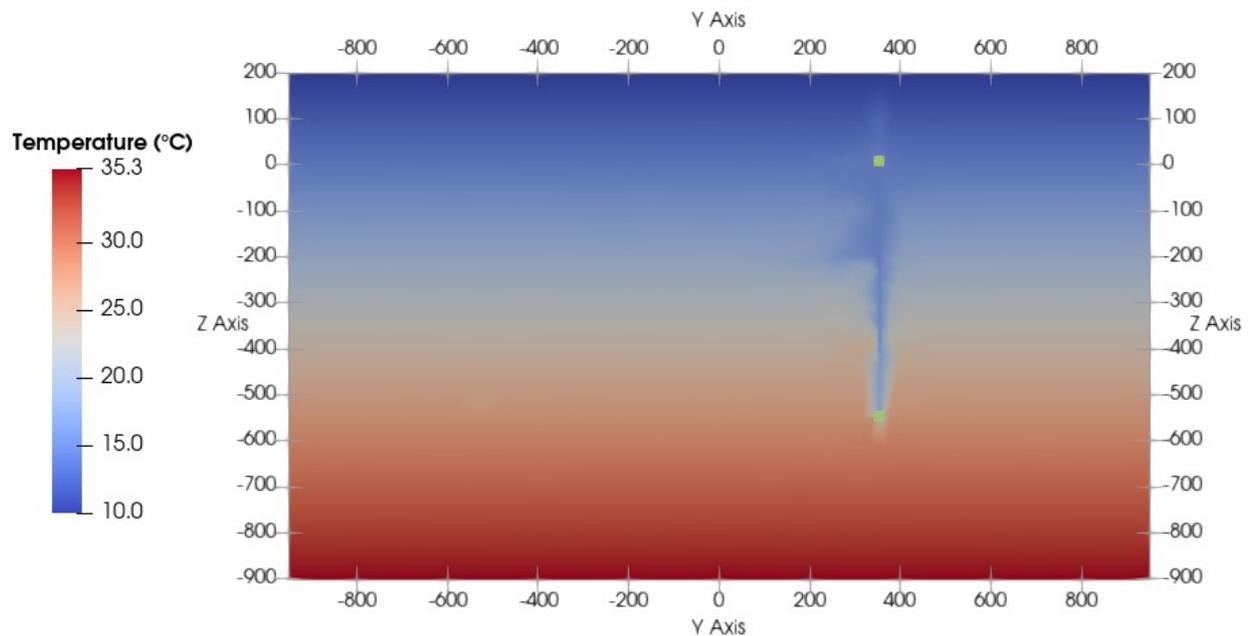


FIGURE 99 : COUPE SO-NE AU PUIITS MINIER MONTRANT LA TEMPÉRATURE APRÈS 5 ANNÉES DE CHAUFFAGE POUR LE DOUBLET SITUÉ SUR LE MÊME PUIITS MINIER (PUIITS GÉOTHERMIQUES INDICUÉS EN VERT).

Étude réalisée pour le SPW Energie (SPW TLPE)

Auteurs :

Harcouët-Menou Virginie, Hernandez Edgar, Moermans Gert, Neven Thomas, Schelings Clémentine, Teller Jacques, De Paoli Caroline, Dassargues Alain, Philippe Orban, Kaufmann Olivier, N'Depo Yanick, Martin Thierry, Dupont Nicolas

