



Étude de faisabilité dans le bassin
de Charleroi en vue de lancer un
projet pilote en
Géothermie minière

RÉSUMÉ

Ce rapport présente une synthèse de l'étude menée dans le bassin de Charleroi, visant à évaluer la faisabilité d'un projet pilote en géothermie minière. Le site autour du centre commercial de Ville 2, identifié comme le plus favorable dans le Bassin houiller de Charleroi, a été retenu comme cible principale pour cette étude.

L'étude explore un concept combinant l'utilisation des anciens charbonnages pour l'extraction et le stockage de chaleur et de froid avec un réseau de chaleur et de froid de cinquième génération (5GDHC). Le rapport décrit ce concept en détail et résume les données collectées, à savoir la demande énergétique en surface et les informations géologiques sur le sous-sol dans le périmètre d'étude.

Le scénario de base pour la production et le stockage d'énergie thermique ainsi que les bâtiments sélectionnés comme connexions prioritaires sont détaillés.

Une analyse du sous-sol dans la zone d'étude comprenant la réalisation d'une série de modélisations s'attachant à évaluer le comportement du réservoir minier face à des sollicitations définies a été conduite. Les simulations ont permis d'identifier la position optimale des puits pour le système Géomine et la soutenabilité du projet. Elles ont permis d'évaluer les risques liés à une percée thermique en fonction des débits exploités. Ces résultats fournissent des éléments essentiels pour la planification, la gestion des risques et la conception du système.

La faisabilité technique et économique du projet sur le site de ville 2 est ensuite détaillée, et les principaux risques identifiés sont présentés. En l'état actuel des connaissances, les résultats de cette étude ne permettent pas de valider le lancement d'un projet pilote. Les principales limitations identifiées sont liées à la nécessité de mener une phase exploratoire incluant le forage des deux puits du projet pour évaluer les paramètres hydrauliques du réservoir. Ces derniers pourraient influencer significativement sa capacité. La stratégie d'exploration proposée pour dérisquer le projet pilote est détaillée.

TABLE DES MATIÈRES

Table des matières

RÉSUMÉ	2
TABLE DES MATIÈRES.....	3
LISTE DES FIGURES	5
LISTE DES TABLEAUX	10
LISTE DES ACRONYMES.....	12
LISTE DES SYMBOLES.....	13
INTRODUCTION	14
Présentation du Concept Géomine et réseaux 5GDHC	16
Les sous-stations équipées de pompes à chaleur géothermiques fournissent de la chaleur et du froid à la température requise	16
Le réseau d'énergie thermique ferme la boucle énergétique	17
Les mines pour le stockage de chaleur et de froid	18
La demande de chaleur à basse température et de refroidissement à haute température est une condition essentielle.....	19
Équilibrage des demandes de chaleur et de froid	19
ÉTAPE 1 : Sélection et définition du site	20
1.1.Introduction	20
1.2.Présélection de projets/sites	20
1.3.Collecte des données	23
1.4.Méthodologie.....	23
1.4.1.Inventaire des données et centralisation des consommations	23
1.4.2.Estimation des surfaces utiles.....	25
1.4.3.Estimation des demandes en chaud et en froid	25
1.4.4.Identification d'un périmètre d'étude et de 3 centres de gravité	27
1.5.Classement des sites	28
1.5.1.Site 1 : Centre autour du dôme de Charleroi	28
1.5.2.Site 2 : Centre autour de l'Université du Travail (UT)	31
1.5.3.Site 3 : Ville Haute avec Centre autour de Ville2	34
1.6.Classement des sites	36
ÉTAPE 2 : Étude de faisabilité et application du concept Géomine au site sélectionné à Charleroi... 38	38
2.1.Introduction	38
2.2.Concept GEOMINE appliqué au site pilote.....	38
2.3.Synthèse des données de surface	39
2.3.1.Sélection des bâtiments appropriés	39
2.3.2. Caractéristiques des bâtiments	41

2.3.3.Définition du scénario de base et des extensions futures potentielles	45
2.4.Collecte et synthèse des données sous-sol	47
2.4.1.Définition de la zone d'étude.....	47
2.4.2.Contexte géologique et hydrogéologique	48
2.4.3.Contexte minier	53
2.4.4.Description des données minières consultées.....	55
2.5.Représentations numériques en 3D des ouvrages miniers	57
2.5.1.Limite de la zone sélectionnée pour la modélisation 3D	57
2.5.2.Digitalisation des ouvrages miniers	58
2.5.3.Modélisation du réseau de puits et galeries.....	60
2.5.4.Modélisation des travaux d'exploitation	61
2.6.Modélisations du comportement du réservoir minier	63
2.6.1.Modèle avec écoulement principalement dans les galeries	67
2.6.2.Modèle hydrogéologique ATES	88
2.7.Dimensionnement des composantes du système.....	106
2.7.1.Puits chaud et froid	106
2.7.2.Réseau thermique	107
2.7.3.Sous-stations	107
2.7.4.Installation de pression et transport	109
2.8.Analyse techno-économique.....	109
2.8.1.Coûts d'investissement	109
2.8.2.Coûts opérationnels et revenus	110
2.8.3.Revenus nets versus coûts d'investissement	112
2.8.4.Temps de retour sur investissement	113
2.9.Réduction des émissions de CO ₂ et consommation d'énergie primaire	115
2.10.Tarifification des services fournis	116
2.10.1.Paiement par unité d'énergie.....	116
2.10.2.Énergie en tant que service.....	116
2.10.3.Énergie en tant que service.....	116
2.11.Identification des risques du pilote.....	117
2.12.Phase exploratoire	120
2.12.1.Forages d'exploration : activités recommandées.....	121
2.12.2.Activités d'imagerie	123
2.12.3.Conclusions	123
CONCLUSIONS.....	125
RÉFÉRENCES	126

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).....	15
Figure 2 : Structure de l'étude.....	15
Figure 3 : Exemple de sous-station d'un réseau 5GDHC et de la pompe à chaleur (PAC)	17
Figure 4 : Exemple de schéma de réseau d'énergie thermique 5GDHC	18
Figure 5 : Les mines de charbon abandonnées fournissent un énorme volume de stockage thermique.....	19
Figure 6 : Illustration des 3 tâches clé de l'étape 1 de la mission.	20
Figure 7 : Carte « proxy potentiel géothermique des anciens charbonnages ». Le proxy utilisé est le suivant : $(\text{delta_profondeur}) \times \text{nb_couches}$	21
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.	21
Figure 9 : Projets Ville Haute, Ville Basse et Porte Ouest présentés par la Ville de Charleroi. Les consommations de chaud et de froid quand elles sont connues sont mentionnées à titre informatif.	22
Figure 10 : Parcelles et bâtiments publics ou privés selon les données de consommations récoltées et/ou estimées. Et potentiel géothermique de l'étude préliminaire en Région Wallonne (VITO, UMONS, Mijnwater NV & ABO, 2019-2020).	25
Figure 11 : Périmètre d'étude au nord de la ville de Charleroi comprenant la Ville Haute et l'extraring 9. 500, 750 et 1000 m de rayon et potentiel géothermique de l'étude préliminaire en Région Wallonne (VITO, UMONS, Mijnwater NV & ABO, 2019-2020).....	28
Figure 12 : Identification des grands consommateurs pour le centre 1.....	29
Figure 13 : Représentation des consommations annuelles en chaud (CC) pour les consommateurs potentiels du centre 1.....	30
Figure 14 : Identification des grands consommateurs pour le centre 2.....	31
Figure 15 : Représentation des consommations annuelles en chaud (CC) pour les consommateurs potentiels du centre 2.....	32
Figure 16 : Représentation des consommations annuelles en chaud (CC) et en froid (CF) pour les consommateurs potentiels du centre 2 et réseau de chaleur urbain (RCU).	33
Figure 17 : Identification des grands consommateurs pour le centre 3.....	34
Figure 18 : Représentation des consommations annuelles en chaud (CC) et en froid (CF) pour les consommateurs potentiels du centre 3.....	35
Figure 19 : 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.	38
Figure 20 :	La zone définie par le contour pointille contient toutes les connexions futures potentielles dans le secteur ville haute. la ligne bleu foncé est une première estimation du trace du réseau thermique. la ligne bleu clair représente le réseau RCU actuel.	40
Figure 21 :	La zone d'intérêt globale au niveau de la ville haute de charleroi. le projet pilote se concentre sur la zone délimitée par le contour en vert.	41
Figure 22 :	Détails sur les courbes de chauffe de la chaudière gaz à Ville2.	42
Figure 23 :	Principe de fonctionnement d'une pompe à chaleur air-air double flux (https://www.the-reco-europe.com/documentations).	44
Figure 24 :	Disposition du scenario de base.	45
Figure 25 :	Livraison de chaleur et de froid dans le scénario de base.	46
Figure 26 :	Localisations des extensions Ouest et Sud proposées. Le projet du 5 ^e élément est inclus dans l'extension ouest.	46
Figure 27 :	Plan de situation de la zone d'étude (contour bleu) au sein de la concession minière concernée.	48
Figure 28 :	Carte géologique de la concession concernée pour l'étude (source : Delcambre & Pingot, 2000). En brun : Groupe Houiller (Carbonifère sup.) ; en jaune clair : alluvions modernes ; en jaune moyen : argiles de la Formation de Carnières (Yprésien) ; en jaune foncé : sable de la Formation de Bruxelles (Lutétien) ; en bleu : calcaires du Carbonifère inférieur ; en hachurés : remblais.	49
Figure 29 :	Coupe nord-sud au travers de la zone d'étude (Delcambre & Pingot, 2000 ; modifié)...	50
Figure 30 :	Détail des unités structurales du front varisque au niveau de la zone d'étude (source : Delcambre & Pingot, 2000). Les différentes teintes correspondent à des (sous-) unités structurales distinctes, séparées par des failles de chevauchement d'âge varisque...	50
Figure 31 :	Carte hydrogéologique de la concession concernée pour l'étude (source : Habils et al., 2014). En gris : aquiclude du Houiller ; en blanc : aquifère des alluvions modernes ; en jaune foncé : aquiclude yprésien ; en jaune moyen : aquifère bruxellien ; en hachurés : remblais.	51
Figure 32 :	Détail de la zone d'étude au milieu du 19 ^e siècle (Vander Maelen, circa 1865).	53
Figure 33 :	Extrait d'une feuille de la série des nouveaux plans, couche 11 Paumes, planchette 67/22 (plan original conservé par le SPW-DRIGM).	56
Figure 34 :	Extrait d'une feuille de la série des vieux plans, couche Ronge (droiteure et plateure nord), planchette N/20 (plan original conservé par le SPW-DRIGM).	56
Figure 35 :	Emprise de la zone sélectionnée pour la modélisation 3D et emplacement des puits prin-	

cipaux.....	58
Figure 36 : Situation des puits et galeries digitalisés sur base des plans miniers.....	59
Figure 37 : Illustration d'une sélection de panneaux d'exploitation digitalisés sur base des plans miniers.....	60
Figure 38 : Vue 3D de la modélisation du réseau de puits et galeries dans la zone d'étude.....	61
Figure 39 : Vue de la modélisation des couches de charbon modélisées.....	62
Figure 40 : Vue de la modélisation des panneaux exploités avec le réseau de puits et galeries.....	63
Figure 41 : Flux d'énergie au sein du système.....	65
Figure 42 : Débits et volumes prévus pour la production/stockage souterrain d'eau chaude et froide pendant un an à Charleroi.....	66
Figure 43 : Visualisation en 3D de l'ancienne mine sur le site pilote à Charleroi, utilisé pour la modélisation dans le logiciel EPANET.....	68
Figure 44 : Vue latérale de l'ancienne mine sur le site pilote à Charleroi, utilisé pour la modélisation dans le logiciel EPANET.....	68
Figure 45 : Répartition des paires de puits en fonction de l'énergie produite. Diamètre du puits 5 m (a) et 1.1 m (b).....	71
Figure 46 : Emplacements optimaux des puits chaud et froid. Vue d'en haut (à gauche) et vue 3D (à droite).....	73
Figure 47 : Emplacements optimaux des puits chaud (vert) et froid (bleu) localisés sur la carte de les parcelles à Charleroi (Lechat J.). L'emplacement définitif des puits compte tenu des restrictions de surface sera indiqué ultérieurement.....	73
Figure 48 : Prédiction de la température de production (froide et chaude) pendant 5 cycles de stockage (cas de la paire de puits : 462/122). Différentes valeurs de perméabilité sont considérées pour le matériau de remblayage des puits de mine ainsi que le cas de puit de mine ouvert (non remblayé).....	76
Figure 49 : Prédiction du changement de pression au niveau des puits du système pendant 5 cycles de stockage (cas de la paire de puits : 238/713). Différentes valeurs de perméabilité sont considérées pour le matériau de remblayage des puits de mine ainsi que le cas de puit de mine ouvert (non remblayé). Les changements de pression négative correspondent aux périodes de production tandis que les changements positifs correspondent aux périodes d'injection.....	76
Figure 50 : Comparaisons entre la chaleur demandée et la chaleur produite par le système GEOMINE (à gauche). Température d'eau chaude produite (droite). Hypothèse : Puits de mine ouverts ou remblayés avec une perméabilité de 1000 Darcies. Les débits des fluides d'injection et de production ne sont pas limités par le critère de changement de pression.....	77
Figure 51 : Comparaisons entre le froid demandé et le froid produit par le système GEOMINE (à	

	gauche). Température d'eau froide produite (droite). Hypothèse : Puits de mine ouverts ou remblayés avec une perméabilité de 1000 Darcies. les débits des fluides d'injection et de production ne sont pas limités par le critère de changement de pression.	77
Figure 52 :	Comparaisons entre la chaleur demandée et la chaleur produite par le système GEOMINE (à gauche). Température d'eau chaude produite (droite). Hypothèse : Puits de remblayée, perméabilité 100 Darcies, delta de pression maximale dans les puits 'DPmax' : 100 m et débit maximale équivalente : 100 m ³ /hr.	78
Figure 53 :	Comparaisons entre le froid demandé et le froid produit par le système GEOMINE (à gauche). Température d'eau froide produite (droite). Hypothèse : Puits de remblayée, perméabilité 100 Darcies, delta de pression maximale dans les puits 'DPmax' : 100 m et débit maximale équivalente : 100 m ³ /hr.	78
Figure 54 :	Comparaisons entre la chaleur demandée et la chaleur produite par le système GEOMINE (à gauche). Température d'eau chaude produite (droite). Hypothèse : Puits de remblayée, perméabilité 10 Darcies, delta de pression maximale dans les puits 'DPmax' : 10 m et débit maximale équivalente : 10 m ³ /hr.	78
Figure 55 :	Comparaisons entre le froid demandé et le froid produit par le système GEOMINE (à gauche). Température d'eau froide produite (droite). Hypothèse : Puits de remblayée, perméabilité 10 Darcies, delta de pression maximale dans les puits 'DPmax' : 10 m et débit maximale équivalente : 10 m ³ /hr.	79
Figure 56 :	Représentation des travaux non répertoriés peu profonds via un réseau de galeries hypothétique (segment jaune).	80
Figure 57 :	Impact des travaux peu profonds hypothétiques sur la température de production et les variations de pression dans les puits.....	81
Figure 58 :	Effet de la réduction du débit maximal d'extraction d'eau froide sur la température de production du puits froid, en considérant le puits comme remblayé (100 Darcies). Les débits pendant la période d'extraction sont positifs.	81
Figure 59 :	Trajectoire de puits hypothétique pour améliorer la communication hydraulique du réservoir minier.	82
Figure 60 :	Effet du puits hypothétique sur la pression du puits chaud (en haut à gauche) et du puits froid (en bas à gauche) ainsi que sur la température du puits chaud (en haut à droite) et du puits froid (en bas à droite). Cas où les puits de mine sont remblayés et présentent une perméabilité de 100 D.	83
Figure 61 :	Emplacements préliminaires des puits chauds et froids, en tenant compte uniquement de leur distance par rapport aux clients potentiels.	85
Figure 62 :	Emplacements potentiels pour le puits froid à analyser en détails si un projet pilote est envisagé par la suite.	87
Figure 63 :	Emplacements finaux des puits chaud et froid utilisés pour la simulation. L'option d'em-	

placement 1 est retenue pour le puits froid. L'emplacement définitif du puits froid devra être déterminé au début du projet.....	88
Figure 64 : Frontières du modèle et limites de la concession.....	90
Figure 65 : Conditions aux frontières du modèle pour les écoulements (à gauche) et les températures (à droite).....	91
Figure 66 : Exemple de configuration des couches d'un maillage "QuadTree en couches".	92
Figure 67 : Maillage du modèle hydrogéologique ATES.....	93
Figure 68 : Différentes parties de la mine représentées dans le modèle hydrogéologique ATES....	93
Figure 69 : Vue en plan de la position des puits miniers et des puits géothermiques au sein du modèle ATES.....	94
Figure 70 : Comparaison des rabattements (gauche) et des températures (droite) simulés pour les cas 14, 15 et 18.....	96
Figure 71 : Comparaison des températures prédites pour les modèles EPANET et ATES pour les scénarios 14 (à gauche) et 15 (à droite).	97
Figure 72 : Courbes de rabattements (ΔH) et profils de températures au niveau des puits géothermiques pour le scénario 1.....	98
Figure 73 : Courbes de rabattements (ΔH) et profils de températures au niveau des puits géothermiques pour les scénarios 5 et 6.	100
Figure 74 : Courbes de rabattements (ΔH) et profils de températures aux puits géothermiques dans les scénarios 8 et 9.....	101
Figure 75 : Courbes de rabattements (ΔH) et profils de températures au niveau des puits géothermiques pour les scénarios 10 et 11.	102
Figure 76 : Section E-O (en haut) et N-S (en bas) montrant la piézométrie au niveau des puits géothermiques en hiver (système en mode « heating »).	103
Figure 77 : Courbes de rabattements (ΔH) et profils de températures aux puits géothermiques dans les scénarios 12 et 13.....	104
Figure 78 : Comparaison entre la demande et la production énergétique.....	105
Figure 79 : Résumé de la répartition des coûts d'investissement.....	109
Figure 80 : Structure de répartition des coûts opérationnels.	111
Figure 81 : Structure de répartition des revenus.....	111
Figure 82 : Revenus nets en fonction des coûts d'investissement pour différentes tailles de systèmes.....	112
Figure 83 : Plage du temps de retour sur investissement pour le scénario avec des galeries et puits de mine ouverts.....	114
Figure 84 : Plage du temps de retour sur investissement pour le scénario avec une perméabilité de 100 Darcies.....	114

LISTE DES TABLEAUX

Tableau 1 : Questionnaire pour collecter les données de surface nécessaires à la sélection du site qui fera l'objet de l'étude de faisabilité.	24
Tableau 2 : Consommations spécifiques de chaud et de froid par secteur. Harcouët-Menou et al., 2023.	26
Tableau 3 : Capacité de conception sous-station dans le scénario de base.....	31
Tableau 4 : Estimation des consommations annuelles en chaud (CC) et en froid (CF) totales pour le centre 2.....	34
Tableau 5 : Estimation des consommations annuelles en chaud (CC) et en froid (CF) totales pour le centre 3.....	36
Tableau 6 : Critères de sélection pour les 3 sites analysés.	37
Tableau 7 : Demande de refroidissement [MWh(th)/yr], heures de fonctionnement, équivalent à pleine charge [h/yr] et puissance de refroidissement [kW(th)] correspondant au bâtiment et à l'équipement médical ainsi que le total des deux.....	43
Tableau 8 : Principaux sièges de la zone d'étude actifs au milieu du 19e siècle (d'après Vander Maellen, circa 1865).	53
Tableau 9 : Couches de charbon exploitables sur la concession de Charleroi leurs épaisseurs (source :S.A. des Charbonnages-Réunis, 1900).	54
Tableau 10 : Caractéristiques des puits présents dans la zone d'étude d'après les éléments collationnés dans les archives du SPW-DRIGM (dossier concession 045).	55
Tableau 11 : Coordonnées des sommets du rectangle considéré pour limiter la zone sélectionnée pour la modélisation des ouvrages miniers.	57
Tableau 12 : Hypothèses concernant le diamètre et le statut des principaux objets modélisés.	69
Tableau 13 : Données utilisées pour définir les conditions initiales.	69
Tableau 14 : Propriétés supposées pour la roche et l'eau circulant dans la mine.....	70
Tableau 15 : Liste des paires de puits optimales (chaud et froid).....	72
Tableau 16 : Perméabilité des sols en fonction du type de granulométrie. Pour la modélisation de l'écoulement dans les puits de mine, le matériau de remblayage est considéré appartenir aux formations de type perméables (WANKO, 2016)	74
Tableau 17 : Caractéristiques du puits suggéré pour améliorer la communication hydraulique dans l'ancienne mine.	82
Tableau 18 : Emplacements potentiels pour le puits froid. La numérotation fait référence à la Figure 62.	86
Tableau 19 : Emplacements de surface recommandés pour les puits chaud et froid et élévations ciblées après prise en compte des conditions souterraines et de surface.....	87

Tableau 20 : Paramètres thermo-hydrogéologiques pour le modèle ATES.	91
Tableau 21 : Hauteurs d'eau et températures initiales au niveau des puits géothermiques.....	91
Tableau 22 : Conductivité hydraulique (m/s) dans les scénarios considérant uniquement le réseau de puits et galeries.....	94
Tableau 23 : Conductivité hydraulique (m/s) des régions du modèle ATES selon les scénarios considérés.....	98
Tableau 24 : Coûts d'investissement pour les puits.....	106
Tableau 25 : Coûts d'investissement pour le réseau thermique.	107
Tableau 26 : Capacité totale installée pour les sous-stations pour les différents cas de figures analysés.....	108
Tableau 27 : Production de chaud et de froid (MWh(th)/an) pour les différents cas de figures analysés.	108
Tableau 28 : Coûts d'investissement pour les sous-stations pour les différents cas de figures analysés.	109
Tableau 29 : Prix unitaires de l'énergie.	110
Tableau 30 : Tableau résumant les émissions de CO ₂ actuelles et dans le cas de divers scénarios de systèmes Géomine ainsi que les réductions estimées.....	115
Tableau 31 : Forages d'exploration, activités recommandées.....	122

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
CC	Consommation en chaud
CF	Consommation en froid
EnR	Energie renouvelable
PEB	Performance énergétique des bâtiments
Q-ZEN	Quasi Zéro Énergie
PICC	Projet Informatique de Cartographie Continue
EPA	(United States) Environmental Protection Agency
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)
RW	Région Wallonne
SLSP	Société de Logements de Service Public
IGN	Institut géographique national
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
VITO	Vlaamse Instelling voor Technologisch Onderzoek
KBR	Bibliothèque scientifique nationale de Belgique

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. 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. Les résultats ont montré que le district de Charleroi disposait d'un bon potentiel géothermique minier soit 501 GWh/an. Les zones les plus favorables sont situées autour de l'axe Lodelinsart/Dampremy – Gilly/Montignies-sur-Sambre, avec un maximum autour de la partie nord de la Ville de Charleroi. Parmi les anciens sites charbonniers situés dans ces zones favorables, citons Sacré-Français et le Mambourg.

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.

En se basant sur les résultats encourageants de l'étude du potentiel à l'échelle régionale, une étude de faisabilité a été menée dans le bassin de Charleroi en vue de lancer un projet pilote en géothermie minière. L'objectif est de déterminer si un projet pilote basé sur la géothermie utilisant l'eau des mines peut y être envisagé. L'évaluation a été réalisée sur base de la définition des réseaux d'énergie thermique et de climatisation de 5ème génération (5GDHC) auxquels s'intègrent parfaitement la géothermie de basse énergie et le stockage d'énergie dans les anciens charbonnages (Figure 1).

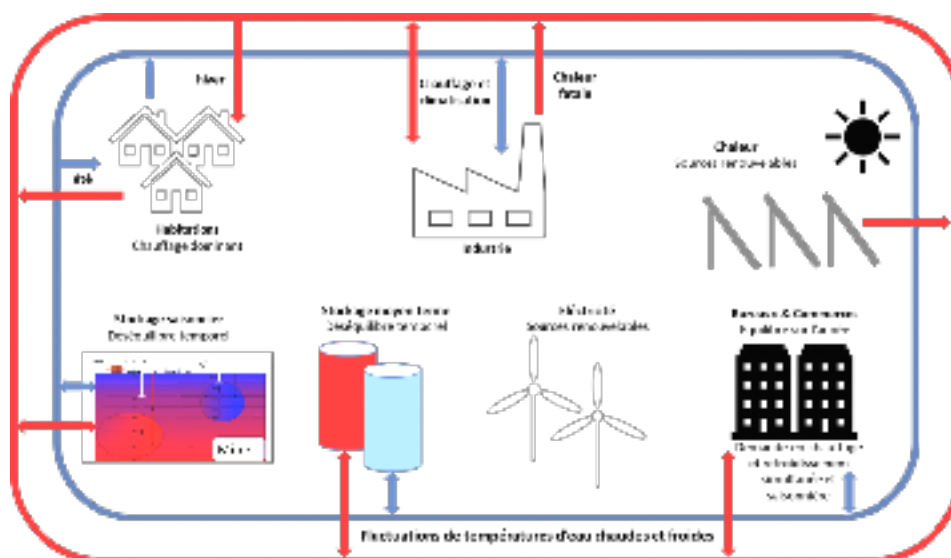


FIGURE 1 : REPRÉSENTATION CIRCULAIRE D'UN SYSTÈME 5GDHC INCLUANT LE STOCKAGE SAISONNIER UTILISANT LES MINES. MODIFIÉ D'APRÈS BOESTEN ET AL. (2019).

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

- La sélection et la définition du site d'accueil potentiel pour le pilote;
- L'étude de faisabilité pour le site sélectionné.

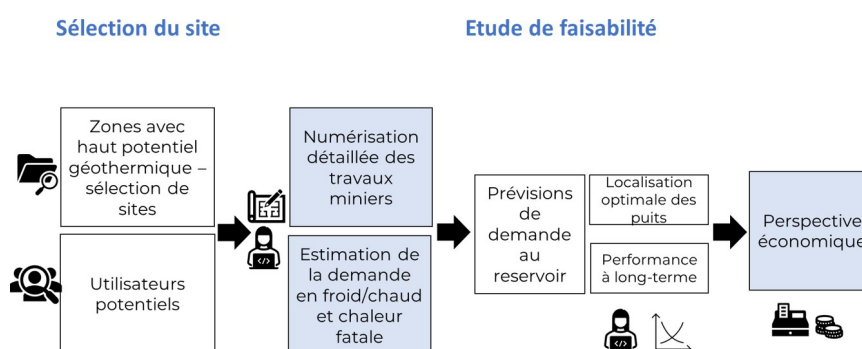


FIGURE 2 : STRUCTURE DE L'ÉTUDE.

Ce rapport synthétise les résultats de l'étude et comprend les chapitres suivants:

Etape 1 : La sélection et la définition du site d'accueil

- La collecte et analyse des données existantes
- La présélection de 3 projets/sites potentiels
- L'analyse des données collectées
- Le classement des sites

Etape 2 : L'étude de faisabilité

- La définition du concept Géomine appliqué au site pilote
- La synthèse des données de surface
- Le complément et la synthèse des données sous-sol dans le périmètre du site sélectionné
- La représentation numériques en 3D du réservoir
- La modélisation du comportement du réservoir minier
- Le dimensionnement des composantes du système
- L'analyse techno-économique
- L'estimation des réductions d'émissions de CO₂ et de consommation en énergie primaire
- L'identification des risques
- La proposition d'une phase exploratoire
- La présentation de la feuille de route du projet pilote
- Les conclusions de l'étude de faisabilité

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 géothermiques 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 (PACs). Les PACs 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 exacte requise. Les PACs permettent de fournir à chaque bâtiment 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 PACs 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.

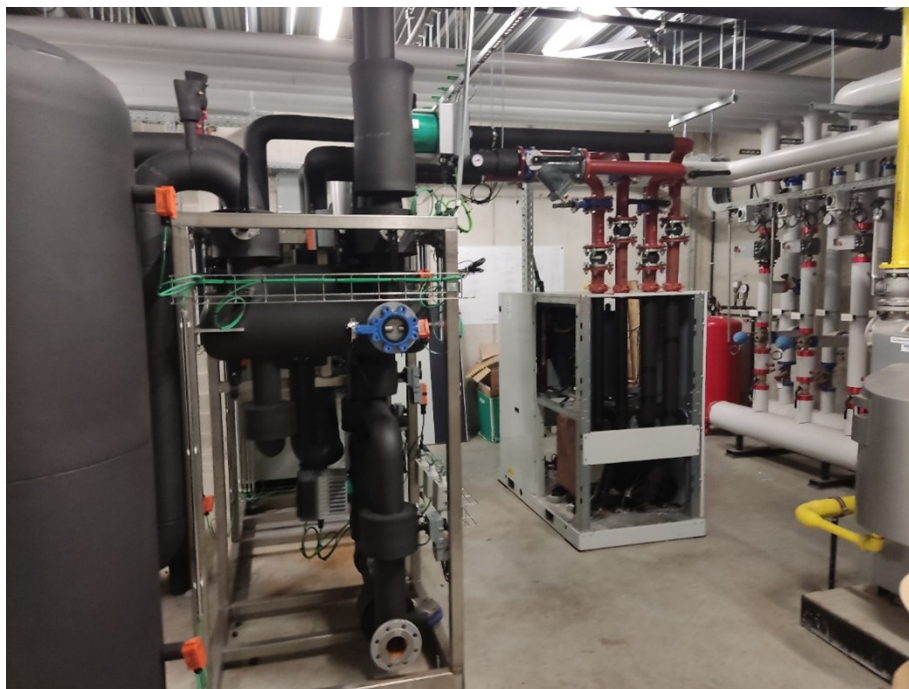


FIGURE 3 : EXEMPLE DE SOUS-STATION D'UN RÉSEAU 5GDHC ET DE LA POMPE À CHALEUR (PAC)

Le réseau d'énergie thermique ferme la boucle énergétique

Le réseau d'énergie thermique utilisé dans le concept Géomine n'est pas configuré comme pour un réseau de chauffage traditionnel. En effet les réseaux traditionnels possèdent 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 le cas d'un réseau 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 fluctue dans une plage définie.

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. Par conséquent, la valeur et la direction du débit d'eau dans les deux conduites varient en fonction des besoins, reflétant simplement la somme des débits requis par l'ensemble des 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.

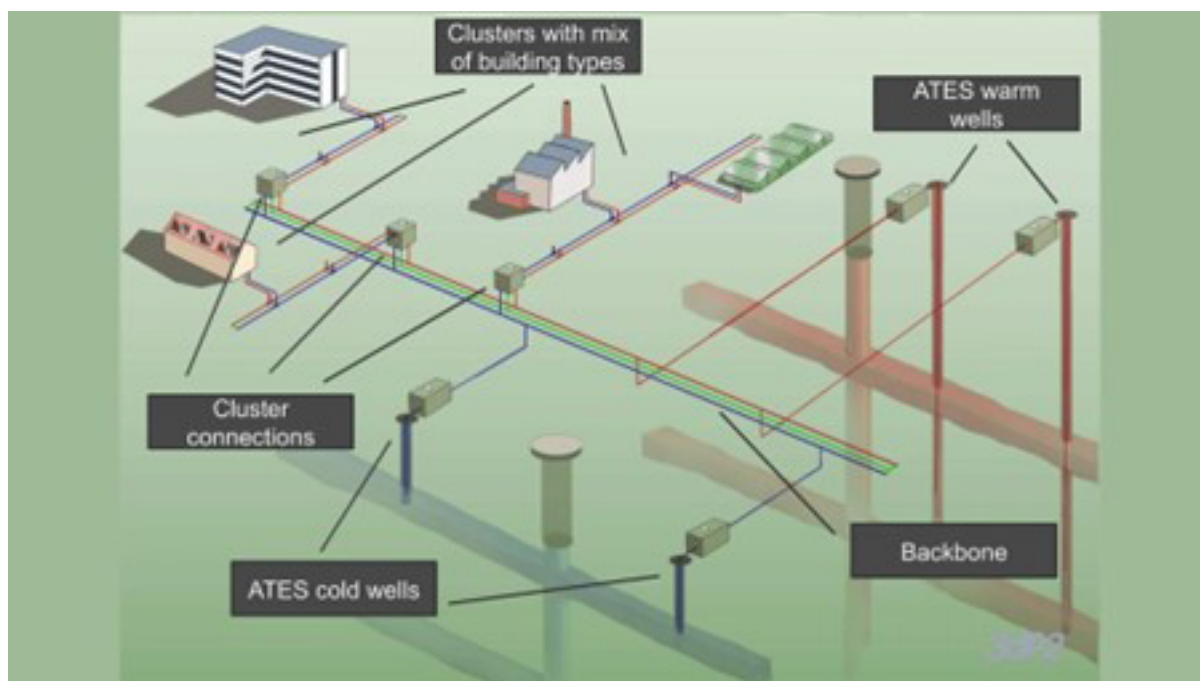


FIGURE 4 : EXEMPLE DE SCHÉMA DE RÉSEAU D'ÉNERGIE THERMIQUE 5GDHC

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 équilibrées. Cependant, cette situation se produit ponctuellement mais jamais de façon permanente. Pour compenser les déséquilibres entre les demandes de chaleur et de froid au fil du temps, des réservoirs de stockage thermique sont installés. Leur capacité doit être suffisamment importante pour emmagasiner les excédents de chaleur et de froid, afin de les conserver et de les utiliser ultérieurement lorsque les besoins le nécessitent. La connexion d'un stockage thermique au réseau permet alors 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 centralisé et de grande capacité, mais ce n'est pas la seule option. Il peut également être de petite capacité et réparti à proximité des points de demande. Ces différentes installations de stockage permettent de répondre aux besoins du réseau d'énergie thermique sur des échelles de temps variées. Par exemple, les chaudières à eau chaude sanitaire constituent une solution de stockage à très court terme, garantissant une capacité suffisante lors des pics de demande, comme lorsque de nombreuses personnes souhaitent prendre une douche simultanément. Le réseau et les bâtiments eux-mêmes possèdent une capacité significative de stockage thermique, contribuant à stabiliser la température. De même, le stockage d'énergie thermique dans un aquifère (ATES) permet de conserver chaleur et froid sur des échelles de temps moyennes, voire de manière saisonnière. Dans le concept Géomine, les anciennes mines de charbon, désormais ennoyées et donc remplies d'eau, constituent une solution de stockage thermique de grande capacité, idéale pour un stockage saisonnier à large échelle. 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

Étant donné qu'un réseau 5GDHC doit fonctionner à «ultra-basse température», les bâtiments doivent adapter leurs systèmes de distribution pour permettre un chauffage à basse température et un refroidissement à haute température. Cette adaptation réduit l'écart de température que les pompes à chaleur doivent produire, augmentant ainsi leur efficacité en fonctionnement.

Équilibrage des demandes de chaleur et de froid

Les réseaux de chauffage traditionnels se limitent à fournir de la chaleur aux bâtiments connectés, sans offrir de refroidissement. En revanche, un système 5GDHC intègre à la fois chaleur et refroidissement. La satisfaction des besoins en refroidissement génère de la chaleur pour le réseau DHC, tandis que la satisfaction des besoins en chauffage génère du froid pour ce même réseau. Pour un fonctionnement optimal, le portefeuille de bâtiments connectés doit idéalement : 1/ inclure des besoins en chaleur et en refroidissement, et 2/ présenter des volumes de demande relativement comparables.

ETAPE 1 : Sélection et définition du site

1.1. Introduction

La première étape de la mission, décrite en Figure 6, visait à sélectionner et définir le site ou le périmètre le plus favorable pour accueillir un projet pilote. Cette étape s'est appuyée sur les propositions de sites émises par les acteurs locaux et sur une collecte d'informations préliminaires. Les données recueillies portaient principalement sur l'occupation des sols, les consommations des bâtiments présents ou proches des sites, ainsi que sur la densité et la mixité fonctionnelle. La sélection du site a également été influencée par les conditions de mise en œuvre du projet, les aspects techniques et pratiques, les usages actuels de la surface, les contraintes associées et le type d'utilisations envisagées.

À l'issue de l'étape 1, une analyse comparative des différents sites a été menée afin de les classer par ordre de potentiel, en se basant sur une liste de critères objectifs prédéfinis et en intégrant les avis des acteurs locaux. Ce classement a été discuté avec les membres du comité de pilotage avant d'être validé. Cette démarche a permis de définir le périmètre du site à analyser dans le cadre de l'étude de faisabilité.



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 incluaient des représentants d'IGRETEC et de la ville de Charleroi, 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 Charleroi générées dans le cadre de l'étude de potentiel à l'échelle régionale en 2019 (Figure 7 et Figure 8). Une explication concernant les données de surface à collecter en priorité a été fournie.

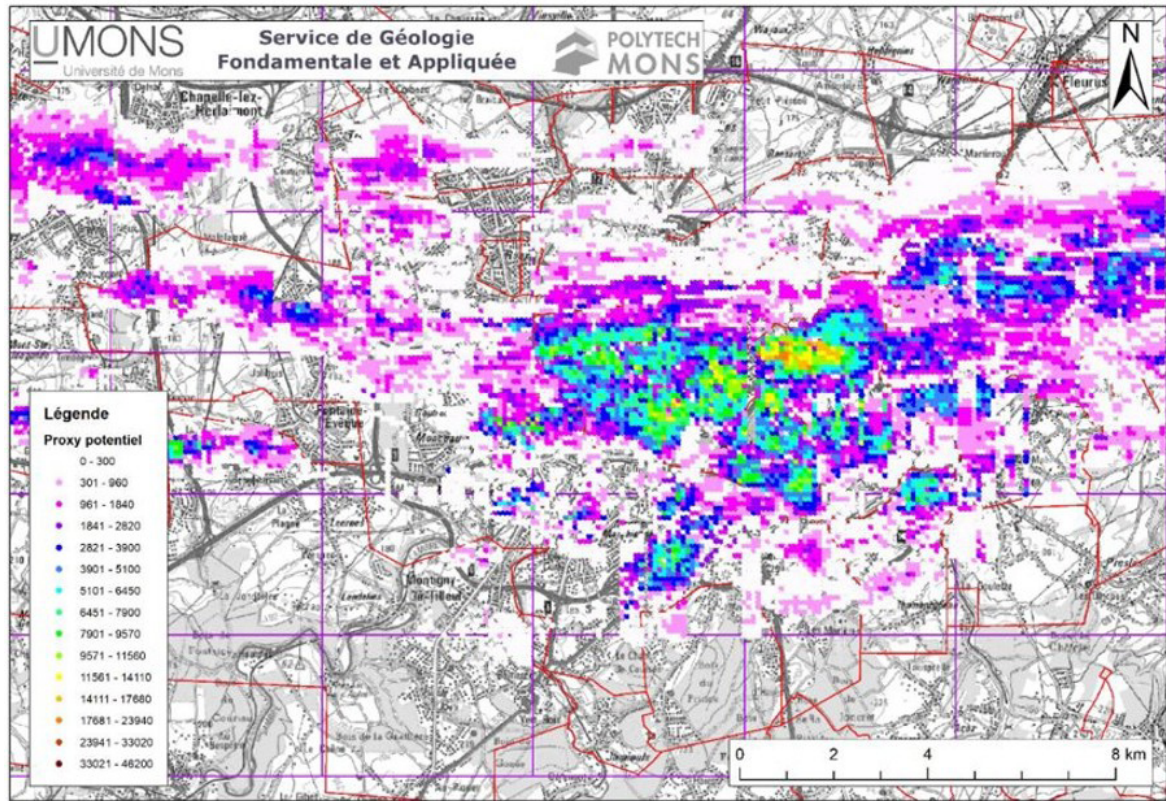


FIGURE 7 : CARTE « PROXY POTENTIEL GÉOTHERMIQUE DES ANCIENS CHARBONNAGES ». LE PROXY UTILISÉ EST LE SUIVANT : (DELTA_PROFONDEUR) X NB_COUCHES.

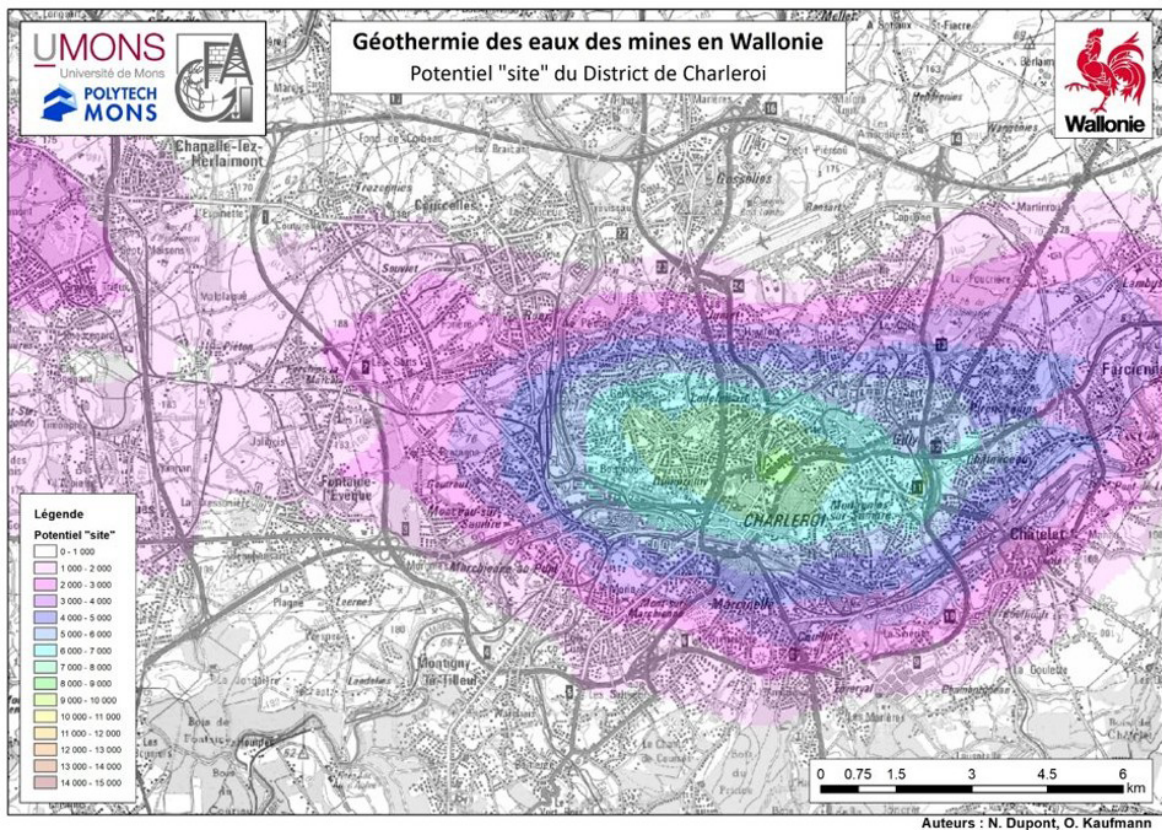


FIGURE 8 : CARTE DU « POTENTIEL SITE ». RÉALISÉE POUR UN DESIGN SEMBLABLE À CELUI D'HEERLEN INCLUANT : 1 PUIS « CHAUD » ET 1 PUIS « FROID » SITUÉS DANS UN RAYON DE 1.5 KM AUTOUR D'UN SITE.

Les acteurs locaux ont, quant à eux, informé le consortium des zones jugées comme prioritaires dans le cadre du développement futur de Charleroi.

Les sites ou projets à priori favorables à la mise en œuvre d'un pilote ont été discutés et analysés sur base des informations préliminaires mises à disposition par la Ville de Charleroi et IGRETEC.

Les projets présentés par la ville de Charleroi (Figure 9) sont les suivants :

- Ville haute :
 - Bâtiments sportifs et logements publics
 - GHdC/ Ville 2 + cinéma/Bâtiments scolaires
 - Masterplan (Mambourg, Trésignies, Drion/ Bâtiments Ville)
 - Divers projets de taille plus modeste : Sambrienne/Campus/Cobaux/ BanImmo/ bâtiments de la Ville
- Ville basse
- Porte Ouest

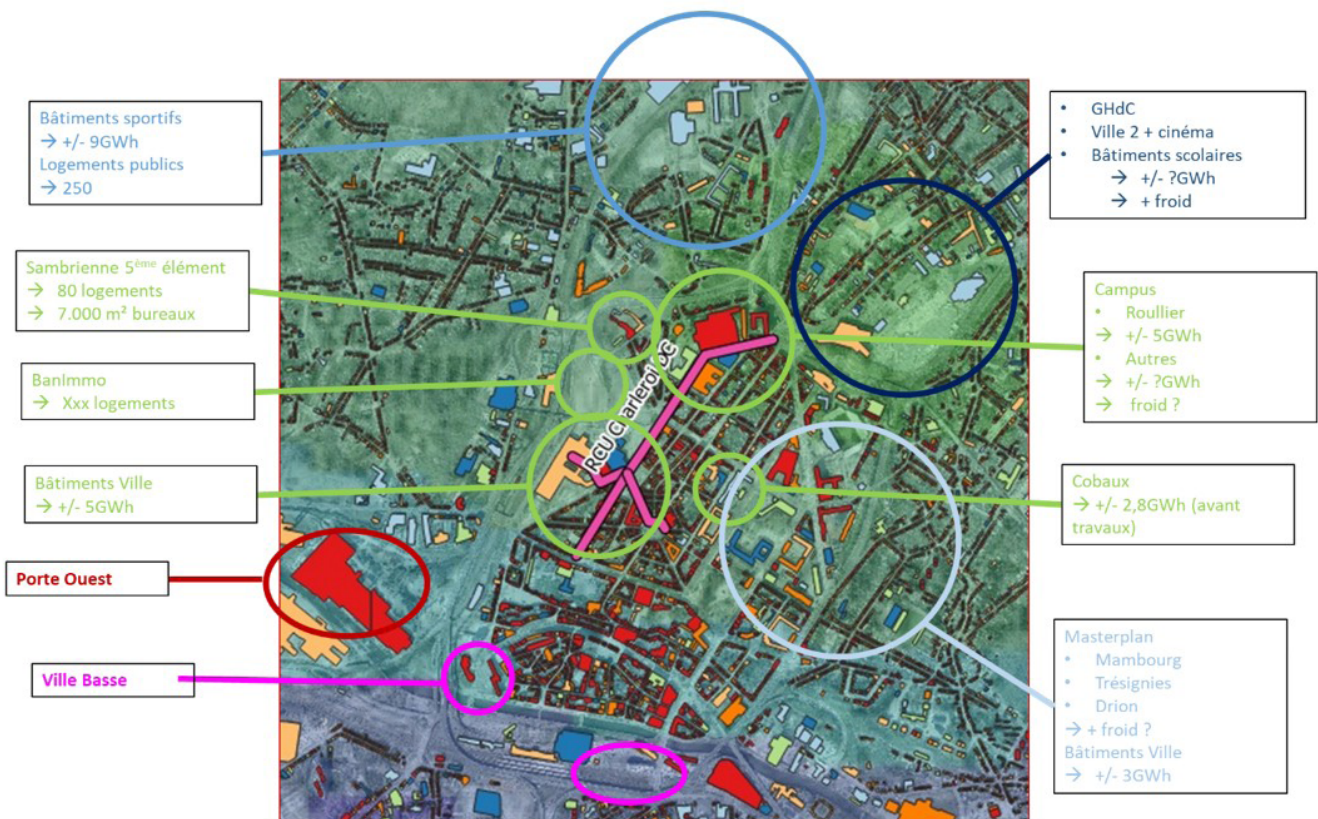


FIGURE 9 : PROJETS VILLE HAUTE, VILLE BASSE ET PORTE OUEST PRÉSENTÉS PAR LA VILLE DE CHARLEROI. LES CONSOMMATION DE CHAUD ET DE FROID QUAND ELLES SONT CONNUES SONT MENTIONNÉES À TITRE INFORMATIF..

En complément, IGRETEC a présenté divers projets à des stades plus ou moins avancés de développement :

- Site 1 : Caserne Tresignies
- Site 2 : Left Side Business Park
- Site 3 : Projet Tripostal
- Autres sites évoqués :
 - Ilot Drion
 - Projet du GHDC (Notre Dame)
 - Projet de la Sambrienne rue de l'Ancre
 - Makro/Marie Curie/ Terril sacré français/CEME

Les projets futurs, bien qu'ils concernent des sites distincts, se trouvent parfois dans une zone relativement restreinte, notamment dans la ville haute. Certains d'entre eux pourraient être regroupés pour former des clusters d'utilisateurs, que ce soit pendant la phase pilote ou sur le long terme. Il a été souligné que le choix du site final doit tenir compte de la correspondance entre les besoins énergétiques estimés en surface et le potentiel de la ressource en sous-sol. Pour cela, les données ont été localisées à l'aide d'un système d'information géographique (SIG).

1.3. Collecte des données

Le classement des différents sites proposés doit être réalisé à partir de critères objectifs appliqués aux données locales. La collecte d'informations auprès des acteurs locaux a donc constitué une étape essentielle pour qualifier les sites proposés et évaluer leurs atouts ainsi que leurs éventuels inconvénients.

Sur la base des propositions initiales, les acteurs locaux ont rassemblé les informations pertinentes à leur disposition. La disponibilité de ces données varie en fonction de la nature des sites, certains regroupant uniquement des bâtiments existants, tandis que d'autres intègrent des parcelles bâties et des projets de construction à venir.

La détermination des besoins en chauffage et en refroidissement (la demande) repose à la fois sur des données réelles fournies par les opérateurs locaux et sur des estimations issues de calculs théoriques.

La méthodologie développée pour collecter les données nécessaires au screening des sites s'articule autour de plusieurs étapes, détaillées dans les sections suivantes.

1.4. Méthodologie

1.4.1. Inventaire des données et centralisation des consommations

Dans un premier temps, les acteurs locaux ont identifié les bâtiments et sites présentant les plus grandes consommations en chauffage (consommation de chaud/CC) et/ou en refroidissement (consommation de froid/CF). Pour faciliter et standardiser l'inventaire des données, un questionnaire a été élaboré et distribué à la suite de la réunion initiale (Tableau 1).

Pour chaque bâtiment/ensemble de bâtiments, les informations à collecter sont les suivantes:
Demande de chaleur totale [kWh/an] (ou temporalité plus courte)
Demande de froid totale [kWh/an] (ou temporalité plus courte)
Consommation en électricité [kWh/an] (ou temporalité plus courte)
Quantité nécessaire pour l'eau chaude sanitaire [kWh/an] (ou temporalité plus courte)
Quels sont les régimes de températures prévus ou en place dans les bâtiments?
Quelle est la source actuelle? Chaudière à gaz, refroidisseurs à sec, etc.
Quelles sont les installations à l'échelle du bâtiment?
Radiateurs
Climatiseurs
Chauffage par le sol
Système de ventilation
Panneaux Solaires électriques/thermiques
...
Qui sont les grands consommateurs/producteurs publics?
Qui sont les grands consommateurs/producteurs privés?

Intéressant aussi d'avoir des informations concernant:
L'âge du bâtiment et son état actuel? Y-a-t-il eu une rénovation (énergétique) récente?
Qui est le propriétaire du bâtiment et du foncier Privé ou Public ?
Quelles sont les fonctions dans le(s) bâtiment(s) ?
Quelle est le niveau d'efficacité énergétique?
Quel est le bilan énergétique ? Une certification (PEB...) ?
Thermographie aérienne du/des bâtiments
Plan et/ou Maquette 3D du/des bâtiments
Quels sont les projets (rénovation, modification, agrandissement...) du/des bâtiments et/ou autour du/des bâtiments

TABLEAU 1 : QUESTIONNAIRE POUR COLLECTER LES DONNÉES DE SURFACE NÉCESSAIRES À LA SÉLECTION DU SITE QUI FERA L'OBJET DE L'ÉTUDE DE FAISABILITÉ.

Ce questionnaire avait pour objectif de recueillir des informations sur la consommation d'énergie, les besoins énergétiques, les solutions actuellement en place et les niveaux d'énergie nécessaires (température et fréquence de la demande). Ces résultats permettent d'intégrer, dès les premières étapes, une vision stratégique et des ambitions à long terme.

La collecte des données de consommation en surface via ce questionnaire a été réalisée de différentes manières :

- Pour les demandes de chauffage et les consommations d'électricité : les opérateurs publics (Ville de Charleroi, Province et Sambrienne) ont fourni les relevés d'index des compteurs de gaz et d'électricité, ainsi que les volumes de livraisons de mazout (en m³), selon les systèmes de chauffage utilisés.
- Pour les demandes de refroidissement : elles sont généralement incluses dans les consommations d'électricité des petites installations de refroidissement autonomes.

Ces données ont été centralisées par la Ville de Charleroi dans un Système d'Information Géographique (SIG) à l'aide du logiciel QGIS. Chaque entité est représentée soit par un bâtiment unique, soit par une parcelle regroupant plusieurs bâtiments. Les attributs de chaque entité incluent les données de consommation, le nom, la fonction, ainsi que l'opérateur, l'utilisateur et/ou le propriétaire/gestionnaire.

Les consommations de gaz et d'électricité sont exprimées en kWh. Pour les consommations de mazout, un ratio de conversion de 10,641 kWh par m³ est appliqué.

Les opérateurs privés ont fourni leurs données sous divers formats (e-mails, fichiers Excel, documents PDF), qui ont ensuite été consolidées dans une couche unique pour permettre une analyse comparative des consommations (voir Figure 10).

En l'absence de relevés d'index ou de consommations réelles, une estimation théorique a été effectuée sur la base des surfaces utiles des bâtiments et de leur occupation (voir section 2 - Estimation des surfaces utiles).

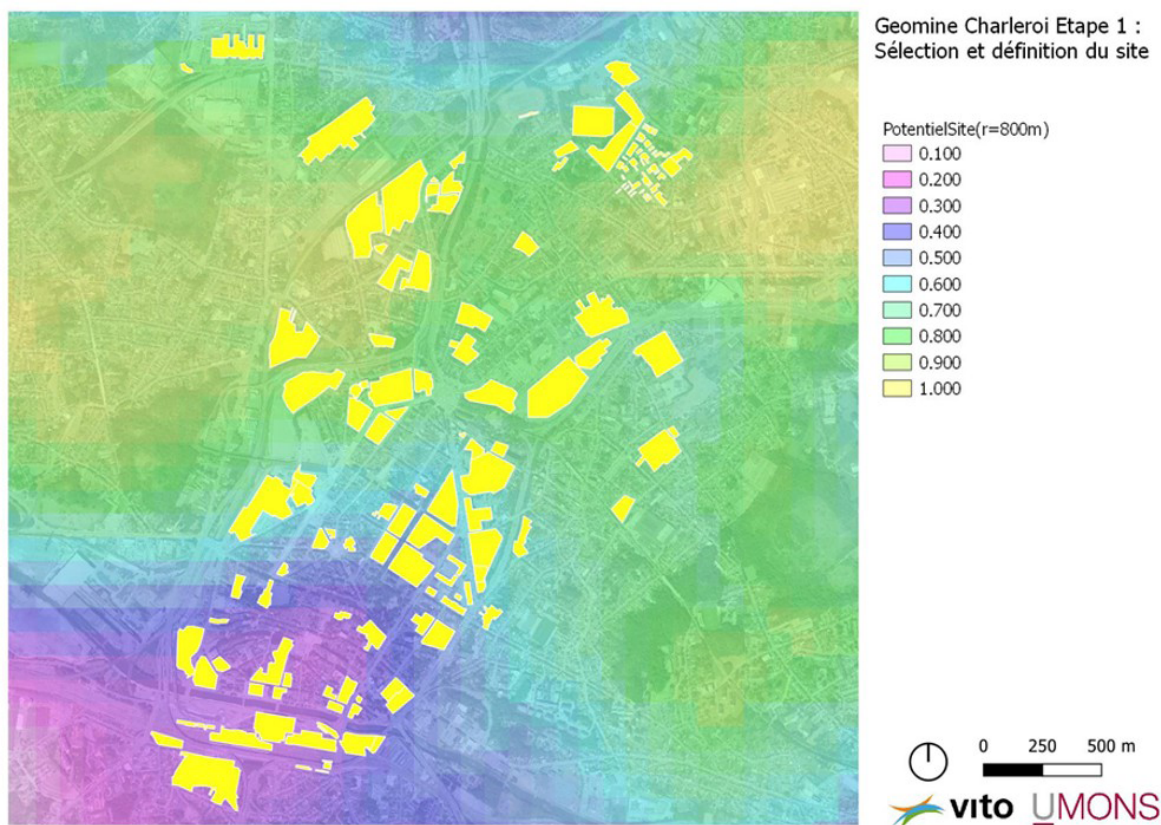


FIGURE 10 : PARCELLES ET BÂTIMENTS PUBLICS OU PRIVÉS SELON LES DONNÉES DE CONSOMMATIONS RÉCOLTÉES ET/OU ESTIMÉES. ET POTENTIEL GÉOTHERMIQUE DE L'ÉTUDE PRÉLIMINAIRE EN RÉGION WALLONNE (VITO, UMONS, MIJNWATER NV & ABO, 2019-2020).

1.4.2. Estimation des surfaces utiles

Pour pallier l'absence de données de consommation réelles pour les bâtiments existants, une estimation des surfaces utiles a été réalisée. Cette surface correspond au total des surfaces chauffées dans un volume protégé.

La matrice cadastrale, issue de l'Administration Générale de la Documentation Patrimoniale (AGDP), fournit dans le code construction la superficie utile des bâtiments situés sur une parcelle. À défaut de cette information, la surface bâtie au sol est multipliée par le nombre d'étages pour obtenir la surface utile totale (et donc chauffée) du bâtiment. Cette surface est ajustée si les combles sont habitables, une donnée également mentionnée dans le code construction. Le cas échéant, il est également possible de différencier la fonction occupant le rez-de-chaussée du reste des étages, et dont les consommations spécifiques de chaud et de froid peuvent être nuancées.

Pour les constructions futures, si les projets sont au stade du permis d'urbanisme (ou si celui-ci a été accepté), les surfaces utiles totales sont calculées à partir des plans fournis. En l'absence de plans détaillés, des estimations arrondies du projet sont utilisées.

1.4.3. Estimation des demandes en chaud et en froid

En l'absence de données réelles de consommation, les estimations des demandes en chaud et en froid ont été calculées sur la base des surfaces utiles des bâtiments. Ces estimations se concentrent en priorité sur les bâtiments de grande surface, présentant généralement des besoins énergétiques plus élevés sur une même parcelle.

Le calcul des demandes est fondé sur des consommations spécifiques théoriques exprimées en kWh/m², conformément aux valeurs indiquées dans le Tableau 2:

Secteur	Sous division par secteur	Consommations spécifiques de chaud			Consommations spécifiques de froid
		Bilan énergétique Wallon (2019) Consommation Combustibles (KWh/m ²) (échantillons)	Données Audits Consommation Combustibles (KWh/m ²)	Données retenues Consommation Combustibles (KWh/m ²)	Données retenues (Audits) Consommation Electricité utilisée en froid (KWh/m ²)
Résidentiel individuel	Maison individuelle 1 façade		413		/
	Maison individuelle 2 façades		115	115	
	Maison individuelle 3 façades		137	137	
	Maison individuelle 4 façades		143	143	
Résidentiel collectif	Logement social			101,8	/
	2 logements		85		
	Plus de 2 logements		85		
	Résidence pour étudiants		101,8		
Commerce	Commerce de gros et de détail de 400 à 2500 m ²	119 (40)	69	119	10
	Commerce de gros et de détail > 2500 m ²	66 (23)		66	
	Commerce toutes surface confondues	77 (69)		77	
	Shopping avec supermarché		28	28	20
	Shopping sans supermarché				2
Grandes surfaces	Supermarché	129 (18)	91	129	200
	Hypermarché	104 (19)		104	
HoReCa	Restaurant		563	186	20
	Hôtel	231 (9)	186		
Bureau	Bureau privé	83 (18)	97	97	15*
	Bureau public	124 (86)		124	
Enseignement	Enseignement communautaire	120 (58)	179	179	/
	Enseignement officiel	110 (43)			
	Enseignement libre ou privé	94 (63)			
	Enseignement tous secteurs confondus (hors université et recherche)	105 (163)			
Hôpital	Hôpital (ancien)	155 (47)	210	210	16
	Hôpital (confort)				34
Maison de repos	Maison de repos, tous secteurs confondus	153 (80)	147	147	20
	Maison de repos du secteur public	153 (42)			
	Maison de repos du secteur privé associatif	150 (23)			
	Maison de repos du secteur privé commercial	154 (7)			
Centre culturel	Centre culturel	86 (29)	177	177	/
Piscine (par m ² de plan d'eau)	Piscine	1987 (43)	2352	2352	/
Complexe sportif	Complexe sportif	161 (32)	151	151	/

TABLEAU 2 : CONSOMMATIONS SPÉCIFIQUES DE CHAUD ET DE FROID PAR SECTEUR. HARCOUËT-MENOU ET AL., 2023.

Les valeurs utilisées dans le calcul sont reprises dans les colonnes des données retenues. Elles sont appliquées aux secteurs des commerces, grandes surfaces, bureaux, hôpitaux, maisons de repos et complexe sportif. Pour ces secteurs, les demandes sont estimées selon les calculs suivants :

Consommation de chaud (CC) =

- Consommation de combustible [kWh/m²] x Surface utile [m²]

Consommation de froid (CF) =

- Consommation d'électricité utilisée en froid [kWh/m²] x Surface utile [m²]

Lorsque des données réelles de consommation des bâtiments ont été obtenues au cours des semaines d'inventaire, elles ont remplacé les estimations initiales. Les écarts observés entre les estimations et les données réelles étaient généralement de l'ordre de ±10 %.

Pour le secteur résidentiel, une analyse des typologies de construction a été menée, prenant en compte les unités de logement et les années de construction. Cette analyse a révélé qu'à l'exception de quelques grands ensembles de logements, publics ou privés, il existe peu, voire pas, de bâtiments résidentiels où les unités de logement sont chauffées ou refroidies à partir d'une source commune. Cela vaut également pour les logements de la Sambrienne, équipés soit de chaudières individuelles, soit de chaudières collectives selon les cas.

Pour les projets de construction futurs, une estimation des besoins en chauffage et en refroidissement est effectuée sur la base des exigences PEB (Performance Énergétique des Bâtiments) ou Q-ZEN (Quasi Zéro Énergie) du projet.

1.4.4. Identification d'un périmètre d'étude et de 3 centres de gravité

L'inventaire initial (1) et les estimations théoriques (2 et 3) ont permis de restreindre le périmètre d'étude à la ville haute de Charleroi.

D'une part, la majorité des bâtiments publics appartenant à la Ville de Charleroi ou à la Province du Hainaut se situe au nord de la ville. On y trouve notamment diverses infrastructures sportives, comme le Dôme, le Stade du Pays de Charleroi et le Stade Jonet, ainsi que des établissements scolaires tels que la Cité des Métiers, l'Université du Travail et le Centre Universitaire Zénobe Gramme. Dans l'enseignement libre, les instituts Saint-Joseph et Jean-Jaurès, ainsi que le Collège des Aumôniers du Travail, sont implantés à proximité de la ville haute, de l'autre côté du R9.

La Sambrienne, Société de Logements de Service Public (SLSP) couvrant Charleroi et Gerpinnes, est propriétaire de logements publics, notamment les 229 logements de Harmegnies. Elle est également à l'origine de l'ambitieux projet du 5e Élément, qui prévoit la construction de 150 logements et de 7 000 m² de bureaux et services.

Des surfaces bâties associées à des opérateurs privés se trouvent également sur le territoire, telles que le complexe commercial Ville 2, comprenant une galerie marchande avec divers commerces, un supermarché et un cinéma sur le même site.

Enfin, l'ancienne Clinique Notre-Dame, qui sera en partie transformée en établissement d'enseignement supérieur, est un site significatif avec 40 000 m² dédiés à une fonction hospitalière et 10 000 m² pour l'enseignement.

D'autre part, selon l'étude sur le potentiel géothermique des anciennes mines en Région wallonne (VITO, UMONS, Mijwater NV & ABO, 2019-2020), le potentiel du sous-sol est nettement plus élevé dans la partie nord du centre-ville (Ville haute de Charleroi et au nord du R9) que dans la partie sud (Ville basse de Charleroi). Cette zone, qui s'étend le long d'un axe Dampremy – Gilly, représente le potentiel géothermique le plus important de tout le bassin de Charleroi.

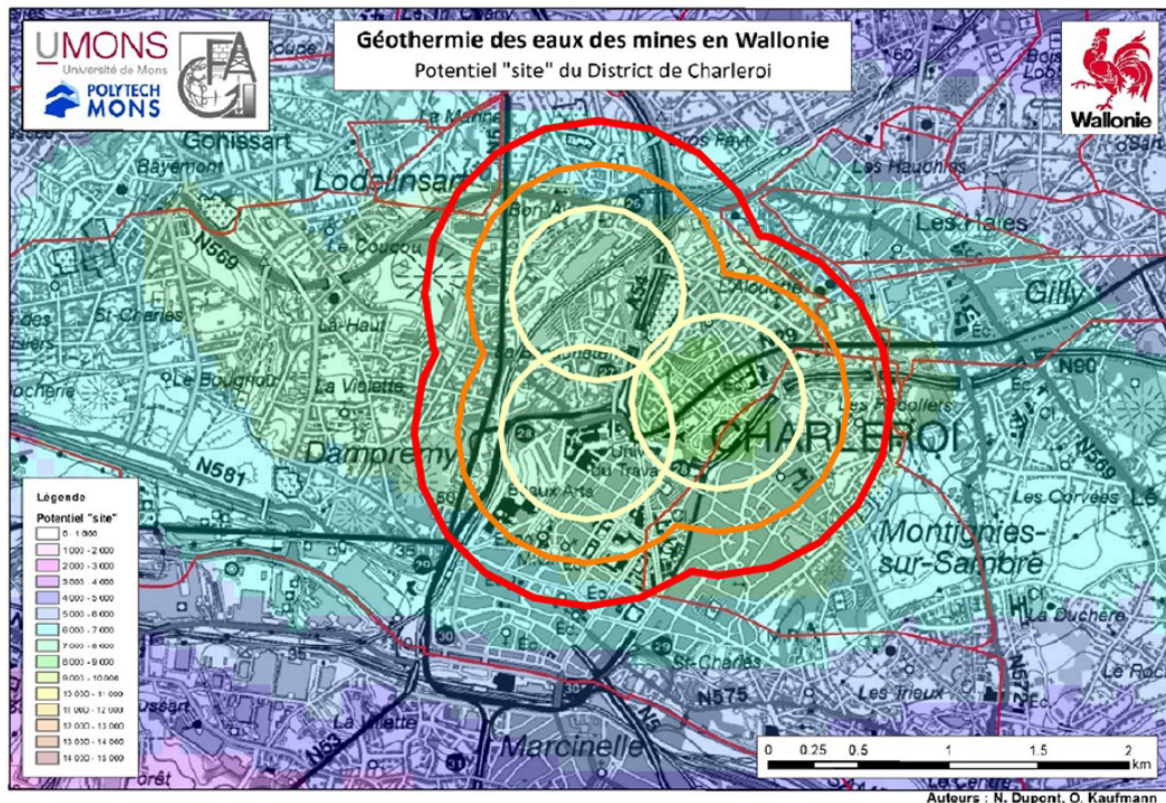


FIGURE 11 : PÉRIMÈTRE D'ÉTUDE AU NORD DE LA VILLE DE CHARLEROI COMPRENANT LA VILLE HAUTE ET L'EXTRA RING 9. 500, 750 ET 1000 M DE RAYON ET POTENTIEL GÉOTHERMIQUE DE L'ÉTUDE PRÉLIMINAIRE EN RÉGION WALLONNE (VITO, UMONS, MIJNWATER NV & ABO, 2019-2020).

En croisant le potentiel géothermique des anciennes mines avec la densité et la mixité des opérateurs en surface, un premier périmètre d'étude a été proposé aux acteurs locaux, parallèlement au questionnaire de collecte des données.

La répartition des fonctions et des bâtiments en surface a révélé trois centres principaux : l'Université du Travail, Ville 2 et le Dôme. À partir de ces points, des cercles de 500, 750 et 1000 mètres de rayon ont été tracés (voir Figure 11). Au-delà de 500 mètres, les cercles commencent à se chevaucher, formant un périmètre continu qui s'étend jusqu'à la limite des 1000 mètres. L'analyse des données et le classement des sites viseront donc à déterminer un centre de gravité optimal à l'intérieur de ce périmètre d'étude.

1.5. Classement des sites

L'analyse des données collectées a été effectuée sur l'ensemble du périmètre d'étude afin d'identifier les plus grands consommateurs de chaud et de froid. L'objectif de cette analyse est de recenser ces consommateurs pour déterminer la centralité la plus stratégique pour l'implantation d'un projet pilote. Cette centralité devra idéalement présenter une adéquation entre les besoins en chaud et en froid, voire une production excédentaire de chaleur susceptible d'être valorisée.

1.5.1. Site 1 : Centre autour du dôme de Charleroi

Le premier centre de gravité se trouve au nord du périmètre d'étude, autour du Dôme, une infrastructure sportive qui accueille l'équipe Spirou Basket. Ce site est principalement caractérisé par des fonctions sportives ainsi que des établissements d'enseignement primaire et secondaire. Les bâtiments qui composent ce centre sont, en moyenne, situés à plus de 200 mètres les uns des autres (Figure 12).

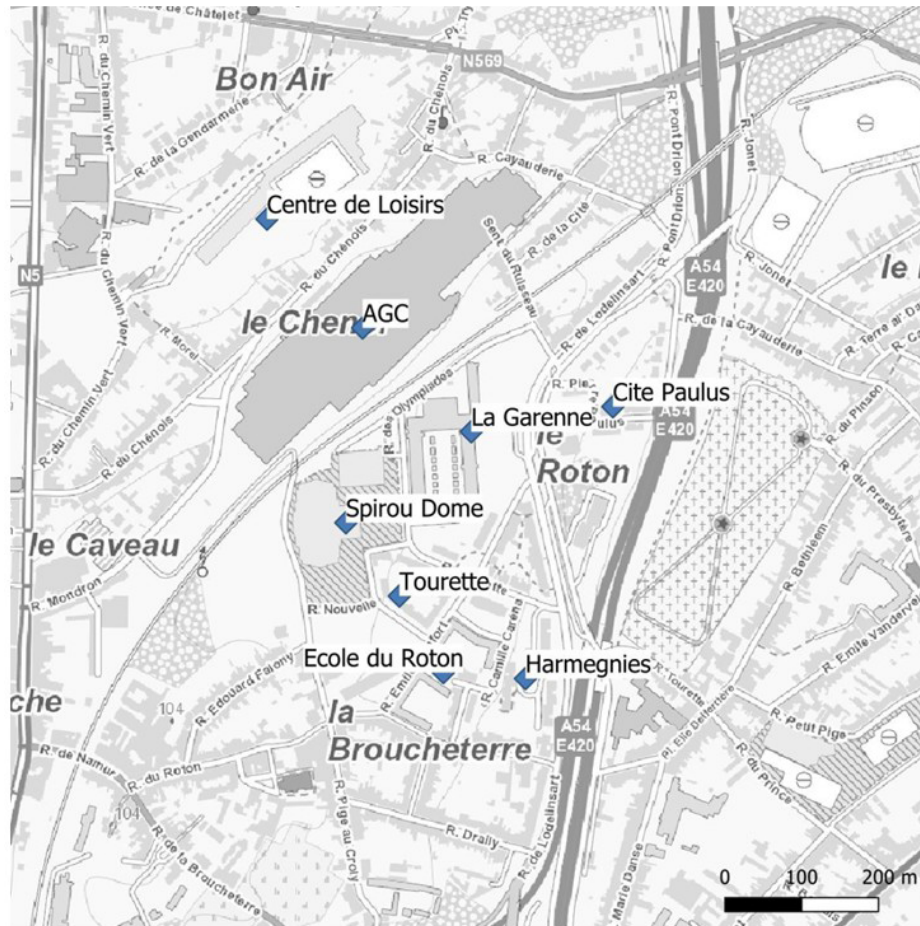


FIGURE 12 : IDENTIFICATION DES GRANDS CONSOMMATEURS POUR LE CENTRE 1.

Sur la base des données collectées et, en l'absence de calculs théoriques de consommation, la Figure 13 illustre les consommations annuelles exclusivement en chauffage.

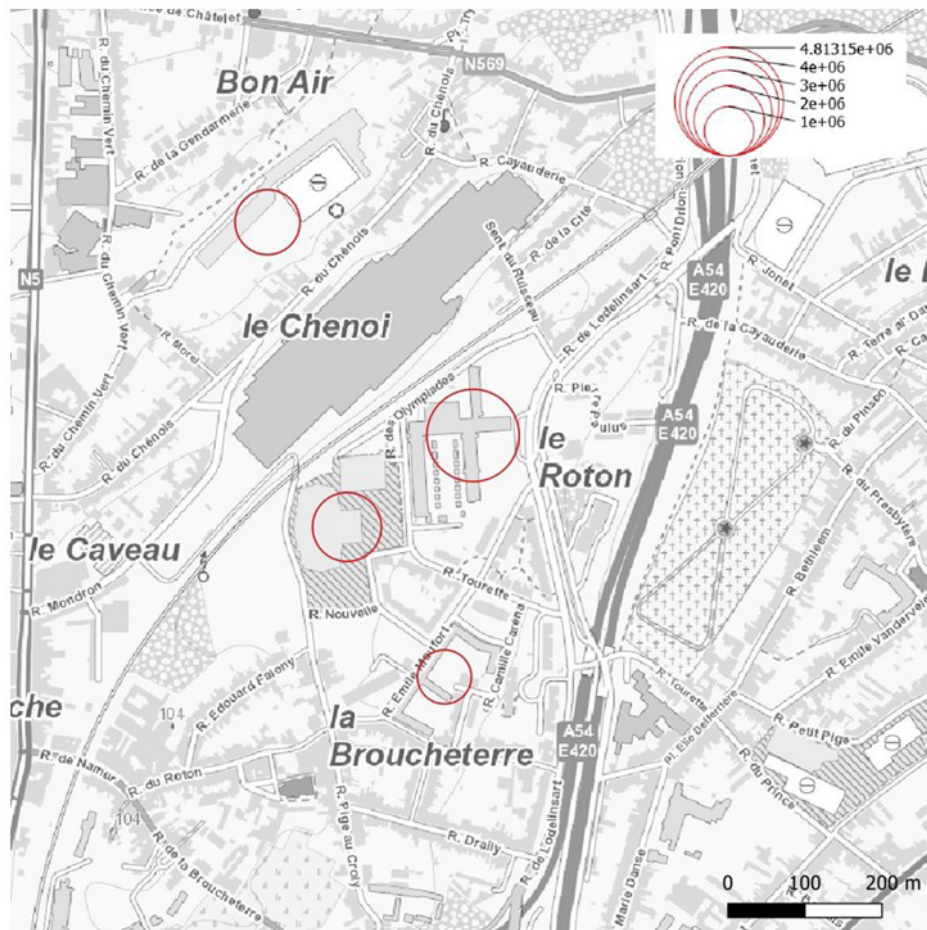


FIGURE 13 : REPRÉSENTATION DES CONSOMMATIONS ANNUELLES EN CHAUD (CC) POUR LES CONSOMMATEURS POTENTIELS DU CENTRE 1.

Les consommations réelles annuelles de ce centre de gravité ont été fournies par la Ville de Charleroi pour le Dôme, l'école de la Garenne et l'école du Roton pour l'année 2018. Ensemble, ces trois sites consomment 9,2 GWh (voir Tableau 3) en chauffage au gaz.

Ces bâtiments sont situés à proximité les uns des autres, dans un rayon de 150 mètres, et présentent l'avantage d'appartenir exclusivement à la Ville de Charleroi. Leur occupation est également complémentaire : les établissements d'enseignement sont principalement utilisés en journée en semaine, tandis que le Dôme est actif en soirée et le week-end.

Par ailleurs, la Ville est propriétaire du centre de loisirs situé dans le quartier Bon Air, à 400 mètres des trois premiers sites. Sa consommation théorique en chauffage est estimée à 2,4 GWh.

Outre les bâtiments appartenant à la Ville de Charleroi, ce premier centre inclut des logements de la Sambrienne. L'implantation Harmegnies, avec ses 229 logements, pourrait représenter un important consommateur de chauffage. Ce site est situé à seulement 100 mètres de l'école du Roton. Cependant, chaque logement y est équipé d'une chaudière individuelle, ce qui limite les possibilités d'un système centralisé.

Les deux autres sites de la Sambrienne, Tourette et Cité Paulus, ne comptent respectivement que 14 et 20 logements, ce qui en fait des consommateurs de chauffage moins significatifs.

Enfin, l'usine AGC, située à 150 mètres des trois principaux consommateurs de chauffage, mais séparée par une ligne de chemin de fer, pourrait faire l'objet d'une étude approfondie. Cette analyse pourrait porter sur ses besoins en chauffage et en refroidissement, ainsi que sur ses éventuelles capacités de production d'énergie électrique (via des panneaux photovoltaïques) ou de récupération des surplus de chaleur générés par son processus industriel.

Pour ce premier centre, la consommation annuelle en chauffage est exclusivement représentée par les trois bâtiments appartenant à la Ville de Charleroi : les écoles de la Garenne, du Roton, et le Dôme.

Le Dôme semble également être un consommateur de refroidissement, comme en témoignent les évaporateurs visibles autour du bâtiment. Toutefois, aucune donnée précise concernant cette consommation n'est actuellement disponible publiquement.

TOT	CC	CF
[kWh]	9 162 181	?
[GWh]	9,2	?

TABLEAU 3 : CAPACITÉ DE CONCEPTION SOUS-STATION DANS LE SCÉNARIO DE BASE.

1.5.2. Site 2 : Centre autour de l'Université du Travail (UT)

Le second centre de gravité se situe au sud du périmètre d'étude, autour de l'Université du Travail (UT), dans la ville haute de Charleroi, à l'intérieur du R9. Ce site est principalement dédié à des fonctions d'enseignement supérieur et culturel (Figure 14).

Les bâtiments d'enseignement supérieur forment aujourd'hui le Campus UCharleroi. Ils sont regroupés les uns à côté des autres, incluant également le Musée d'art de la province du Hainaut, le BPS22.

En dehors de ce campus, d'autres bâtiments publics sont situés à une distance plus grande, entre 300 et 500 mètres. On y trouve des infrastructures de la Ville, du CPAS, ainsi que le palais des congrès, en cours de transformation.

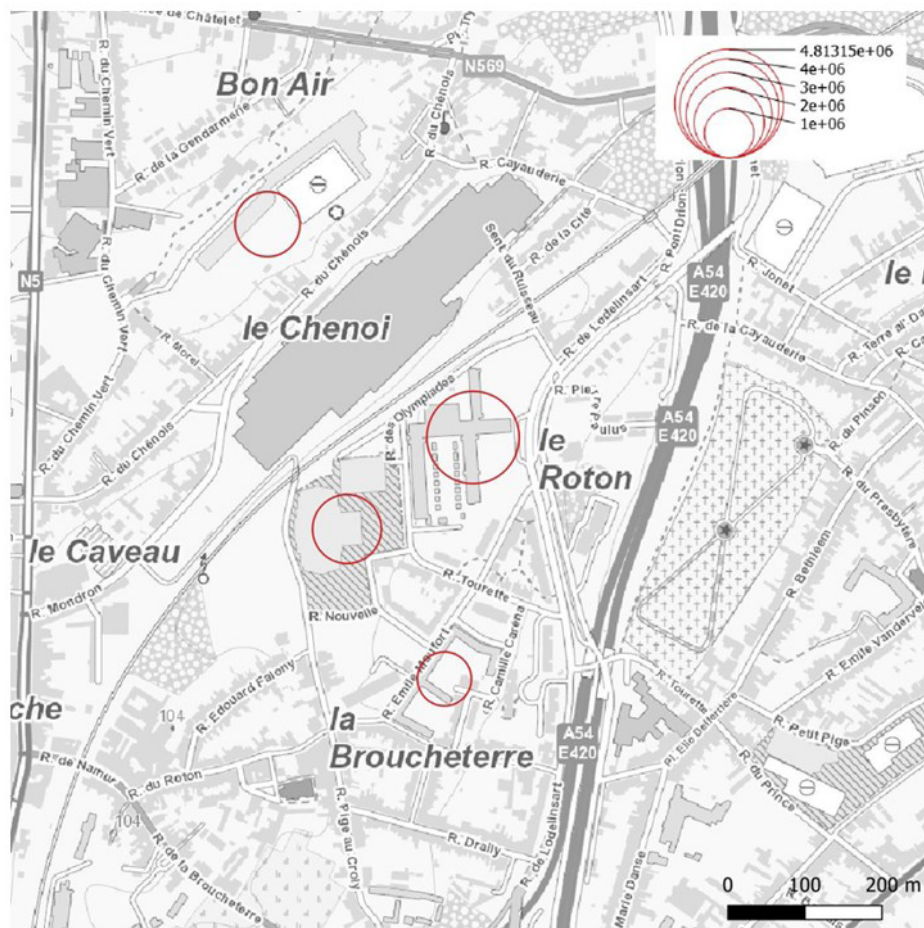


FIGURE 14 : IDENTIFICATION DES GRANDS CONSOMMATEURS POUR LE CENTRE 2.

Sur base des données récoltées et à défaut des calculs théoriques de consommations, la Figure 15 représente les consommations annuelles en chaud.

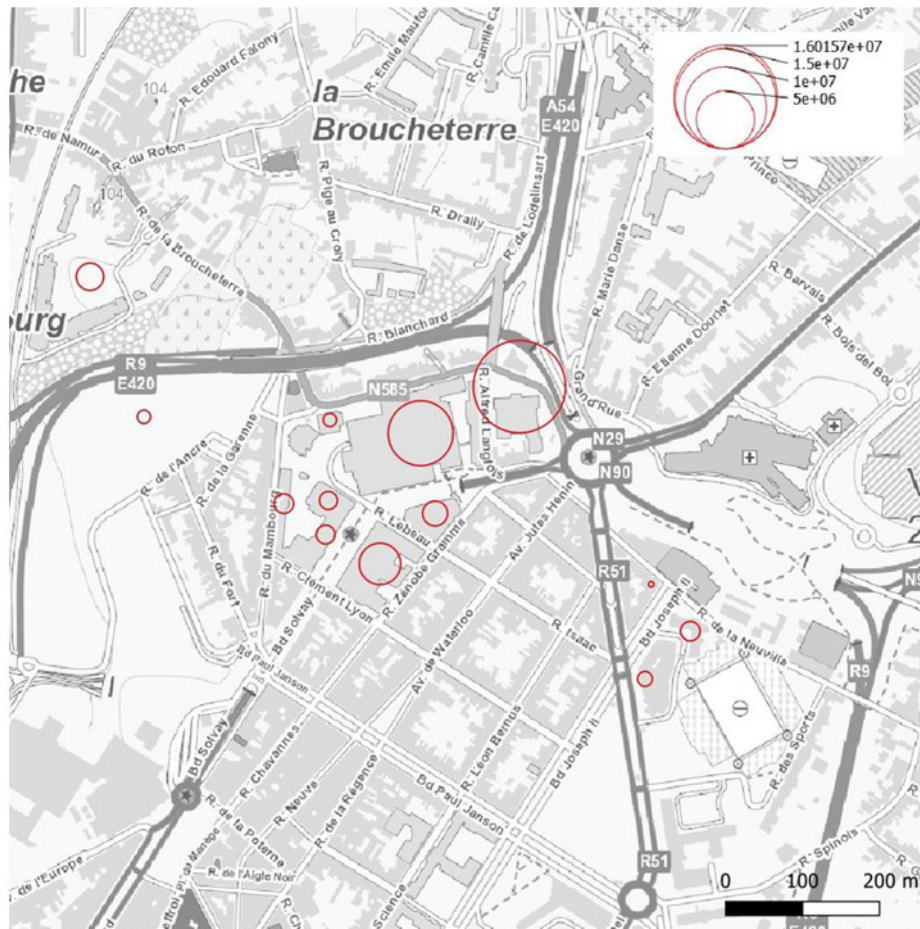


FIGURE 15 : REPRÉSENTATION DES CONSOMMATIONS ANNUELLES EN CHAUD (CC) POUR LES CONSOMMATEURS POTENTIELS DU CENTRE 2.

Les plus grands consommateurs d'énergie de ce second centre se trouvent regroupés dans le Campus UCharleroi. Celui-ci comprend : l'Université du Travail et sa bibliothèque, le Centre Universitaire Zénobe Gramme, le Centre de compétence Design Innovation, la Cité des Métiers, les bâtiments Solvay et de la Maçonnerie, ainsi que le centre culturel BPS22.

Ensemble, ces infrastructures totalisent une consommation annuelle de chauffage de 28 GWh, sur un total de 31,1 GWh pour l'ensemble du second centre (Tableau 4). À lui seul, le bâtiment de l'Université du Travail, propriété de la Province et incluant des logements étudiants, consomme 16 GWh de chauffage. Il s'impose ainsi comme le plus gros consommateur de ce centre et un acteur clé pour le projet pilote.

Malgré une consommation de chauffage significative (8,2 GWh à eux deux), le Centre Universitaire Zénobe Gramme et la Cité des Métiers seraient techniquement plus difficiles à intégrer dans un réseau 5GDHC. Ces bâtiments sont actuellement en rénovation, et leurs systèmes de chauffage ont déjà été modernisés et dimensionnés pour fonctionner hors d'un réseau 5GDHC. Cela s'applique également au bâtiment de la Maçonnerie.

Les consommations en chauffage restantes concernent la Bibliothèque de l'Université du Travail, le Centre de compétence Design Innovation, et le BPS22, qui totalisent 2,2 GWh.

Ce second centre se distingue par la présence d'un nouveau réseau de chaleur urbain (RCU), qui traverse le site sous le Boulevard Solvay (Figure 16).

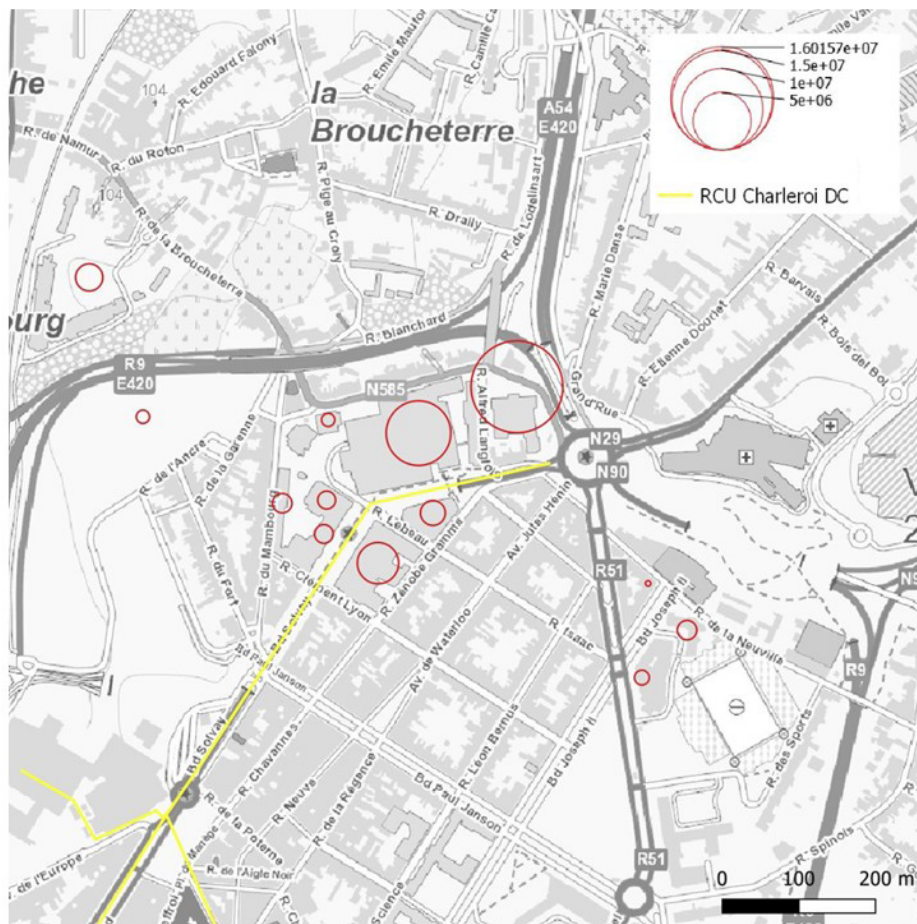


FIGURE 16 : REPRÉSENTATION DES CONSOMMATIONS ANNUELLES EN CHAUD (CC) ET EN FROID (CF) POUR LES CONSOMMATEURS POTENTIELS DU CENTRE 2 ET RÉSEAU DE CHALEUR URBAIN (RCU).

Actuellement alimenté par une centrale de cogénération, le réseau de chaleur urbain (RCU) pourrait exploiter la chaleur fatale des industries situées dans la porte ouest pour fournir de l'énergie à divers bâtiments de la Ville, tels que le Palais des Congrès et l'Hôtel de Ville.

Sur le Campus U et dans la ville haute, certains opérateurs pourraient également se raccorder à ce réseau. Étant donné les températures de chauffe plus élevées nécessaires au RCU, ces bâtiments seraient plus logiquement raccordés à ce réseau plutôt qu'au réseau 5GDHC, conçu pour fonctionner à basse température.

Il a également été suggéré que la chaleur excédentaire produite par le RCU pourrait être utilisée comme source de chauffage pour le réseau 5GDHC, élargissant ainsi les possibilités d'exploitation de cette énergie.

Enfin, le projet du 5e Élément, situé à 200 mètres à l'ouest du Campus U Charleroi, présente un intérêt particulier en raison de sa programmation : 7 000 m² de bureaux et services, ainsi que 150 logements. Cependant, ce projet vise le standard Q-ZEN (Quasi Zéro Énergie) pour l'ensemble du site. Comme son nom l'indique, ce standard prévoit une consommation énergétique quasiment nulle pour le chauffage et le refroidissement des bâtiments, limitant ainsi leur demande en énergie.

TOT	CC	CF
[kWh]	31 100 030	?
[GWh]	31,1	?

TABLEAU 4 : ESTIMATION DES CONSOMMATIONS ANNUELLES EN CHAUD (CC) ET EN FROID (CF) TOTALES POUR LE CENTRE 2.

1.5.3. Site 3 : Ville Haute avec Centre autour de Ville2

Le troisième centre de gravité se situe à l'est du périmètre d'étude, autour du centre commercial Ville 2. Ce site est principalement caractérisé par des fonctions commerciales, des établissements d'enseignement, ainsi que l'ancienne Clinique Notre-Dame. Les bâtiments qui composent ce centre sont, en moyenne, distants de plus de 250 mètres les uns des autres (Figure 17).

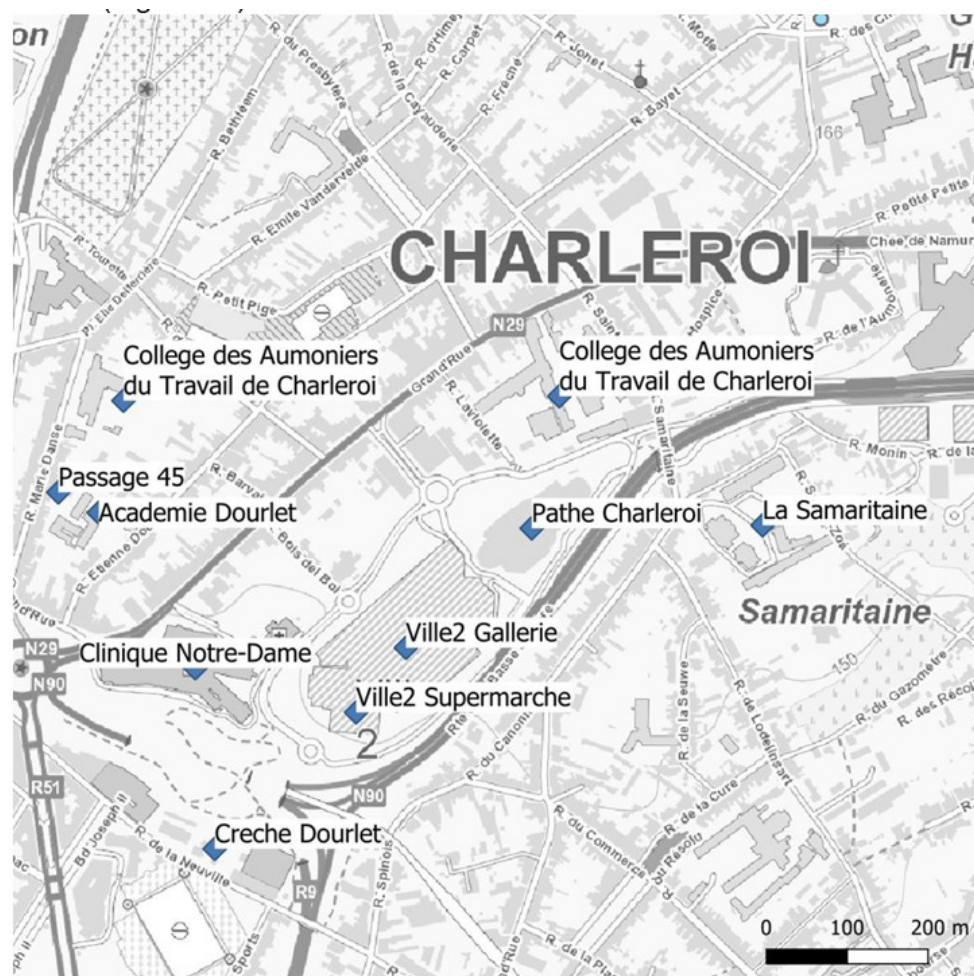


FIGURE 17 : IDENTIFICATION DES GRANDS CONSOMMATEURS POUR LE CENTRE 3.

Sur base des données récoltées et à défaut des calculs théoriques de consommations, la Figure 18 représente les consommations annuelles en chaud et en froid.

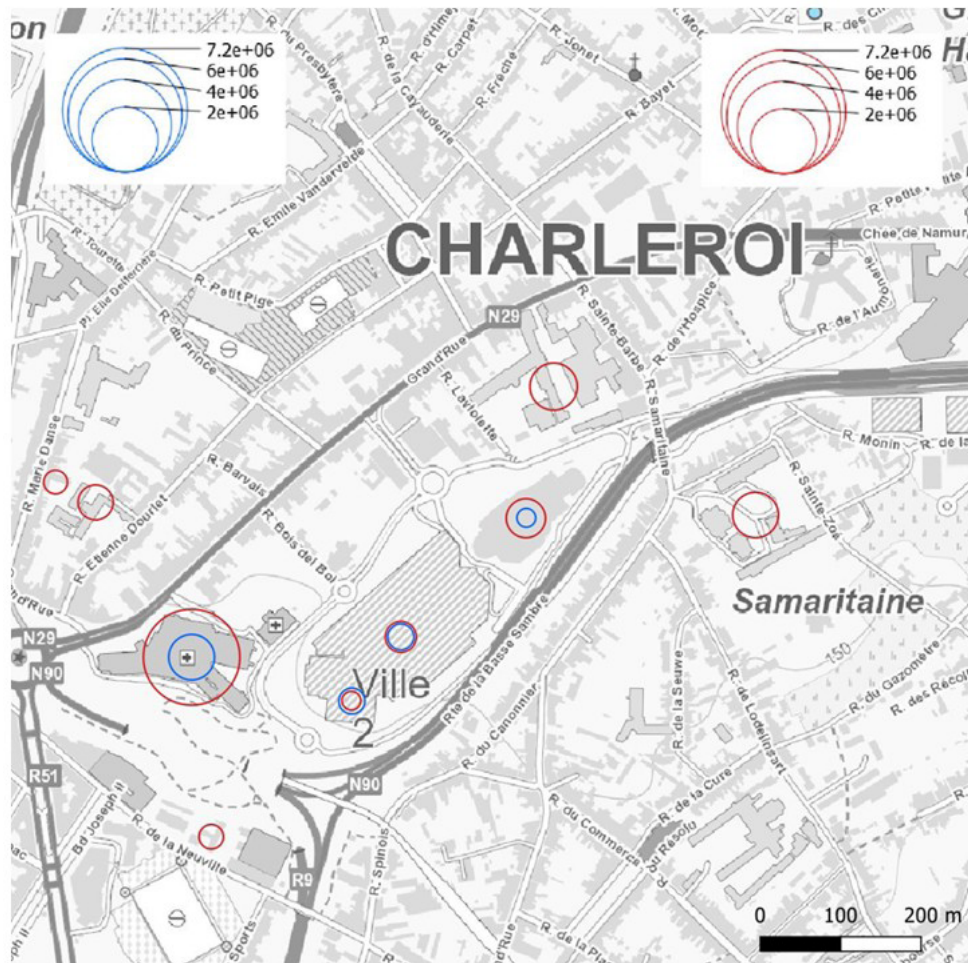


FIGURE 18 : REPRÉSENTATION DES CONSOMMATIONS ANNUELLES EN CHAUD (CC) ET EN FROID (CF) POUR LES CONSOMMATEURS POTENTIELS DU CENTRE 3.

Ce troisième centre de gravité se distingue par la présence potentielle de consommations significatives en refroidissement. Le centre commercial Ville 2, comprenant une galerie commerçante, un supermarché et le cinéma Pathé, pourrait théoriquement consommer 1,4 GWh pour la climatisation et les cellules de froid alimentaires. À cela s'ajoutent 2,3 GWh de consommation théorique en chauffage. En dehors de ces opérateurs privés, l'ancienne Clinique Notre-Dame sera transformée en un futur pôle mixte, combinant enseignement (10 000 m²) et soins de santé (40 000 m²). Les consommations théoriques pour ce site sont estimées à 7,2 GWh pour le chauffage et 1,66 GWh pour le refroidissement (Tableau 5).

Dans un rayon de 300 mètres des trois opérateurs précédemment mentionnés se trouvent deux établissements d'enseignement secondaire : La Samaritaine et le Collège des Aumôniers du Travail. Ensemble, ils totalisent une consommation réelle de 5,2 GWh en chauffage.

Des extensions du réseau pourraient être envisagées vers le centre de gravité 2 et l'ensemble du Campus U Charleroi, en fonction des rénovations futures des bâtiments, des températures de chauffe nécessaires, ou encore des besoins en refroidissement.

Au sud, un futur projet de développement urbain remplacera le Stade du Pays de Charleroi, séparé de Ville 2 par le parc Hiernaux. En face du stade, une friche urbaine offre également une opportunité de réaménagement.

Au nord, une maison de repos et divers commerces sont situés à 400 mètres du Cinéma Pathé, ce qui pourrait également élargir le périmètre d'extension.

TOT	CC	CF
[kWh]	15 377 842	3 021 214
[GWh]	15,4	3,0

TABLEAU 5 : ESTIMATION DES CONSOMMATIONS ANNUELLES EN CHAUD (CC) ET EN FROID (CF) TOTALES POUR LE CENTRE 3.

1.6. Classement des sites

Le classement des trois sites proposés, en fonction de leur potentiel pour accueillir un projet pilote, a été établi sur la base des données collectées. La priorité a été donnée à la réutilisation de l'énergie et à l'exploitation de sources d'énergies locales, tant thermiques qu'électriques.

La localisation des sources d'énergie existantes et/ou futures identifiées, ainsi que leur intégration dans le cadre du pilote, ont été prises en compte. La nécessité d'incorporer des mesures de rénovation énergétique a également été évaluée.

Les contours du cœur du pilote, ou «noyau essentiel», ont ainsi été définis. Ce noyau vise à maximiser les chances de succès du projet tout en garantissant de bâtir l'expérience souhaitée pour de futurs projets en. Le choix du site pour le pilote a également été motivé par les possibilités d'extension à court, moyen et long terme autour de ce noyau.

L'analyse des données indique que le centre de gravité 3, situé autour de Ville 2 dans la Ville Haute de Charleroi, est le plus favorable à l'implantation d'un projet pilote. Les différents critères utilisés pour la sélection du site sont présentés dans le Tableau 6. Ce centre se distingue par la présence de consommations de froid significatives, une caractéristique unique parmi les trois options.

Le centre 2, autour de l'Université du Travail (UT), reste toutefois une option envisageable. Il pourrait permettre de raccorder les bâtiments du Campus U Charleroi si les températures de chauffe ou les besoins futurs de refroidissement s'avèrent compatibles avec un réseau 5GDHC, à intégrer dans le cadre de futures rénovations.

Critères	Site 1 : le Dôme	Site 2 : l'UT	Site 3 : Ville Haute, Ville2
Consommation de chaud et froid	9,1/ ?	31,1/ ?	15,4/3,0
Potentiel sous-sol au droit du site	++	++	++
Type de bâtiments (logements, bureaux, commerces, écoles...)	Infrastructures sportives et d'enseignements	Enseignement supérieur et culture	Commerces, enseignement et santé
Neuf et/ou Existant	Principalement existant à rénover	Principalement existant à rénover, en cours de rénovation ou rénové	Existant et à rénover
Nombre de consommateurs indépendants (nombre de connexions à prévoir)	3	8	6
Nombre d'opérateurs publics et privés	1 publics (Ville de Charleroi)	3 Publics (Province, ASBL Zenobe Gramme et ASBL Cité de Métier)	5 Publics (UCLouvain et la HELHA, Province, Enseignement libre et ASBL Cité de Métier) 3 Privés (Ville2, Intermarché, Pathé)
Mise en place du réseau de chaleur (voirie)	A notre connaissance, pas de plans sur l'espace public à ce jour.	Un RCU, Réseau de Chaleur Urbain est existant, Projet de voirie terminé	Projet de transformation du rondpoint
Rénovation énergétique	?	Rénovation en cours ou prévue. Rénovation terminée inadéquate avec la 5GDHC	Rénovation en cours ou prévue. Mixte énergétique possible
Disponibilité de terrain pour implanter un pilote	A priori espace disponible propriété de la Ville de Charleroi autour du Dôme	Rénovation urbaine et projet de voirie réalisé, peu de place	Nombreux espaces de parking et Parc Hiernaux (sur le R9)

TABLEAU 6 : CRITÈRES DE SÉLECTION POUR LES 3 SITES ANALYSÉS.

En résumé, les principaux avantages du centre 3 autour de Ville 2 sont :

- Diversité des fonctions : Présence de différents types de bâtiments avec des temporalités d'occupation variées.
- Demande énergétique mixte : Consommations significatives en chauffage et en refroidissement.
- Projet de réaménagement urbain : Transformation prévue de l'espace public, notamment autour du rond-point Marsupilami.
- Espaces disponibles : Présence d'importants espaces non bâtis (parking et parc Hiernaux) facilitant l'installation du réseau de chaleur.
- Connexion au RCU haute température : Potentiel d'utiliser ce réseau comme source de chaleur.
- Possibilités d'extension :
 - Vers le Campus U Charleroi, en fonction des projets de rénovation.
 - Vers les futurs projets urbains sur le site du Stade du Pays de Charleroi.

ÉTAPE 2 : Étude de faisabilité et application du concept Géomine au site sélectionné à Charleroi

2.1. Introduction

L'étape 2 comprend l'analyse des caractéristiques des composantes de surface et du sous-sol du site de Ville Haute de Charleroi qui a été sélectionné comme site pilote potentiel dans le bassin de Charleroi. Ce chapitre présente les différentes possibilités de développement envisageables pour ce site.

2.2. Concept GEOMINE appliqué au site pilote

Durant l'étude de faisabilité, le concept GÉOMINE tel que décrit de façon schématique en Figure 19 a été appliqué au site de Ville 2.

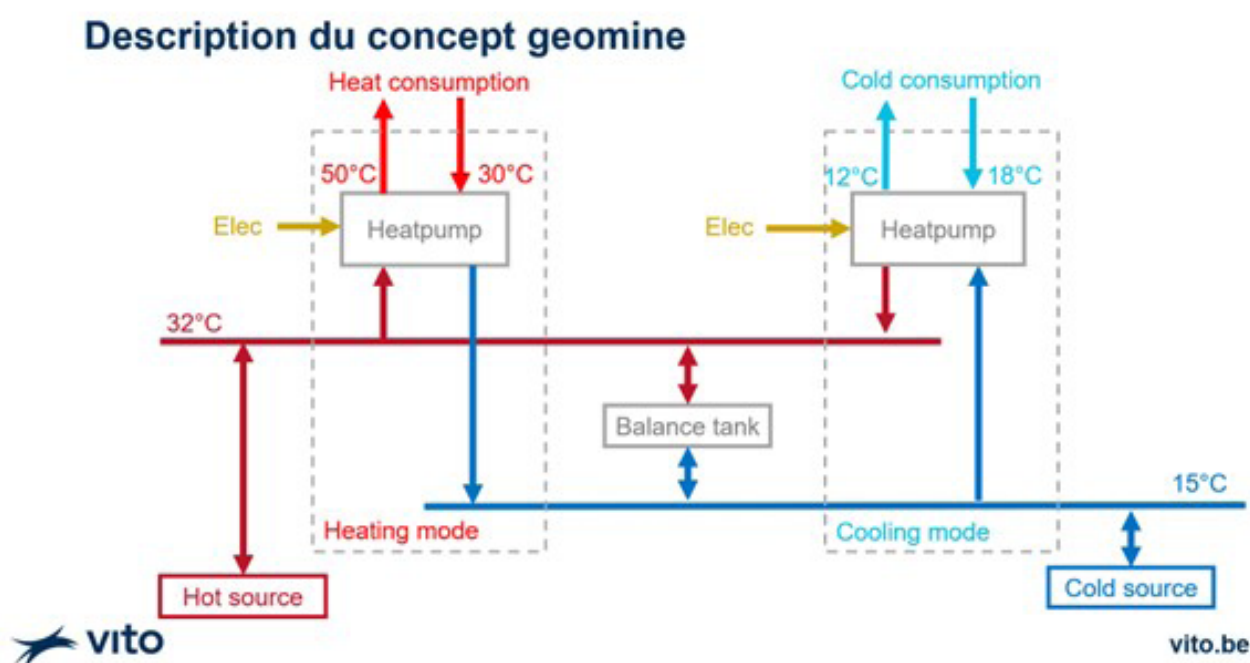


FIGURE 19 : VUE SCHÉMATIQUE DU CONCEPT GÉOMINE. NOTEZ QUE LES TEMPÉRATURES CHAUDES ET FROIDES (CÔTÉ CONSOMMATEUR) SONT INDICATIVES. LE CONCEPT NÉCESSITE L'UTILISATION D'UNE UNIQUE POMPE À CHALEUR (RÉVERSIBLE) PAR SOUS-STATION, CEPENDANT CELLE-CI EST MENTIONNÉE DEUX FOIS SUR LE SCHÉMA AFIN DE MONTRER LA DIFFÉRENCE ENTRE LE MODE CHAUFFAGE ET LE MODE REFROIDISSEMENT.

Une des premières étapes de l'étude de faisabilité a consisté à identifier les bâtiments pouvant être connectés à un futur système 5GDHC, en se basant sur des critères qualitatifs et quantitatifs. Parallèlement, la capacité de chauffage et de refroidissement disponible, issue des mines et du système 5GDHC, a été quantifiée.

Les données concernant le sous-sol et les besoins en surface ont été collectées en se concentrant sur le périmètre du cœur du pilote. L'analyse de l'adéquation entre les besoins thermiques et la disponibilité des ressources a permis de définir un scénario de base, décrit en termes technico-économiques.

Dans ce scénario de base, il a été décidé de ne pas exploiter l'intégralité de la capacité de chauffage et de refroidissement des mines. La capacité résiduelle pourra ainsi être utilisée ultérieurement pour connecter des bâtiments supplémentaires.

En tenant compte de cette capacité résiduelle, deux extensions au scénario de base ont été définies : une au nord et une au sud. Ces extensions incluent des zones où des projets résidentiels sont prévus au cours de la prochaine décennie. Cependant, aucune information détaillée sur les besoins ou les caractéristiques techniques des futurs bâtiments de ces développements n'est encore 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 collectées à l'étape 1, concernant le sous-sol et la surface, ont été complétées et affinées en se concentrant sur le périmètre du cœur du pilote. L'analyse de ces informations a permis de définir et de sélectionner, dans ce périmètre, les éléments suivants :

- Prosommateurs prioritaires à impliquer dans la phase pilote.
- Options de stockage (en surface et souterrain) les plus pertinentes.
- Stratégies de rénovation envisageables pour les bâtiments concernés.
- Contribueurs en énergies renouvelables (EnR) basse exergie existants ou potentiels à proximité du site, à intégrer dès la phase pilote.
- Typologie minimale du réseau nécessaire pour le projet.
- Localisations favorables pour les puits et installations de surface.

En outre, les options jugées non optimales pour la phase pilote, mais potentiellement intéressantes dans le cadre d'une future extension, ont également été analysées.

Dans un premier temps, les bâtiments situés dans la zone d'étude ont été répertoriés. Leurs données, profils de consommation et températures d'alimentation ont ensuite été collectés auprès des gestionnaires concernés lorsque cela était possible. En l'absence de données directes, ces informations ont été estimées sur la base des éléments disponibles.

À partir de ces données, des scénarios de référence ont été élaborés et analysés. La demande en surface reflète les besoins et les comportements des prosommateurs. De plus, l'influence des échanges d'énergie possibles entre les différents acteurs a également été intégrée dans l'analyse.

2.3.1. Sélection des bâtiments appropriés

La phase 1 du projet a identifié le quartier de la Ville Haute de Charleroi, et plus précisément la zone autour de Ville 2, comme l'emplacement le plus prometteur pour l'implantation d'un projet pilote. Cependant, la zone d'intérêt globale peut être partiellement étendue vers l'ouest, comme indiqué en Figure 20.

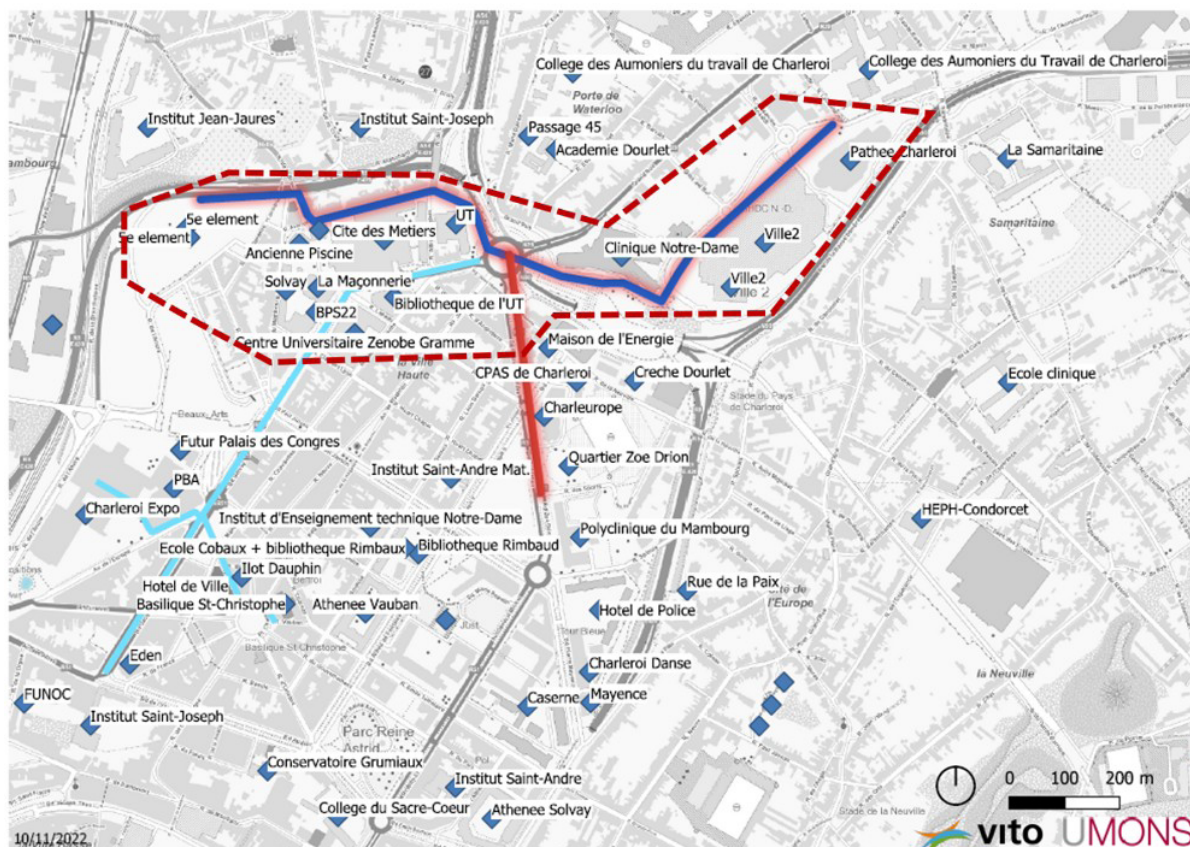


FIGURE 20 : LA ZONE DÉFINIE PAR LE CONTOUR POINTILLE CONTIENT TOUTES LES CONNEXIONS FUTURES POTENTIELLES DANS LE SECTEUR VILLE HAUTE. LA LIGNE BLEU FONCE EST UNE PREMIÈRE ESTIMATION DU TRACE DU RÉSEAU THERMIQUE. LA LIGNE BLEU CLAIR REPRÉSENTE LE RÉSEAU RCU ACTUEL.

Comme décrit dans les chapitres précédents, la majorité des bâtiments situés à l'ouest de la Ville Haute appartiennent à la « Cité des Métiers ». Ces bâtiments scolaires présentent exclusivement une demande en chauffage, avec des températures d'alimentation comprises entre 70 et 80°C, ce qui représente une gamme élevée pour un système 5GDHC.

Actuellement, il n'y a aucune demande de refroidissement pour ces bâtiments. Selon le gestionnaire des installations, les besoins thermiques resteront stables dans le futur. Les températures d'alimentation élevées devront être maintenues, et aucune demande de refroidissement n'est prévue. Compte tenu des contraintes techniques, le réseau de chaleur urbain (RCU) pourrait représenter une solution plus adaptée pour les bâtiments scolaires. En effet, le RCU fournit de la chaleur à des températures relativement élevées, mieux alignées avec les besoins de ces bâtiments. Dans un premier temps, la chaleur fournie par le RCU sera produite par une unité de cogénération. À terme, l'objectif est d'alimenter le réseau avec de la chaleur résiduelle collectée auprès des industries situées au sud du centre-ville. En conclusion, le RCU est mieux adapté aux bâtiments scolaires, qui sont par conséquent exclus du projet pilote Géomine.

De plus, on estime que le développement résidentiel du projet « 5e Élément » générera des demandes, probablement faibles, de chaleur à basse température et de refroidissement à haute température. Cela s'explique par la nature du projet, qui concerne la construction de bâtiments neufs. Ce projet représente actuellement la seule connexion potentielle située à l'ouest.

Comme presque tous les bâtiments situés à l'ouest sont exclus en raison des caractéristiques de leur demande, le scénario de base se concentre sur la partie est de la Ville Haute, avec Ville 2 comme point central. Cela signifie que seuls trois bâtiments ont été retenus dans un premier temps : la Clinique Notre-Dame, le centre commercial Ville 2 et le Cinéma Pathé (Figure 21).

Ces bâtiments, ainsi que leurs besoins thermiques, sont décrits en détail dans les paragraphes suivants. Ces informations ont servi de base à la conception du concept Géomine, spécifiquement adapté au contexte de Charleroi.

Dans la zone ciblée, aucune source complémentaire de chaleur ou de froid, telle que de la chaleur fatale, n'a été identifiée. Par conséquent, seuls les bâtiments sélectionnés échangeront de la chaleur et du froid avec le système 5GDHC, et le réseau ne bénéficiera pas d'apports de sources additionnelles.

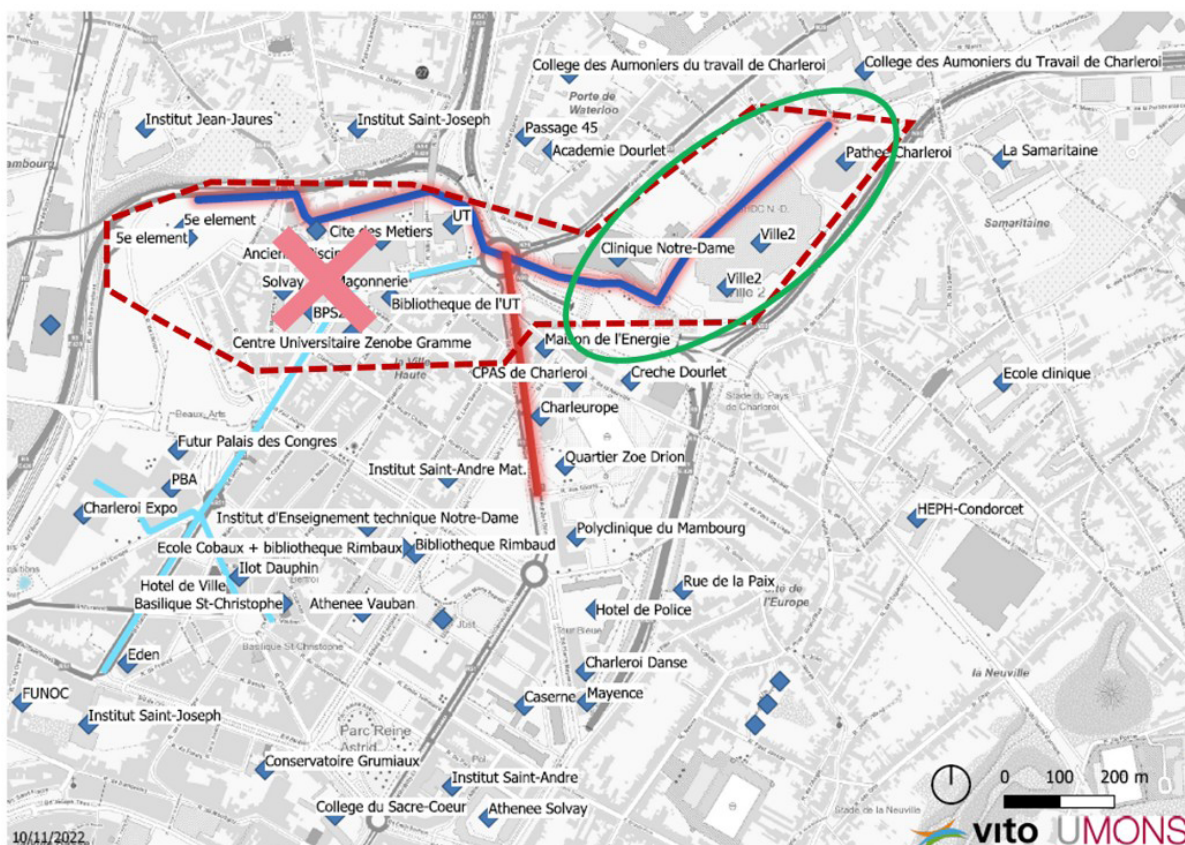


FIGURE 21 : LA ZONE D'INTÉRÊT GLOBALE AU NIVEAU DE LA VILLE HAUTE DE CHARLEROI. LE PROJET PILOTE SE CONCENTRE SUR LA ZONE DÉLIMITÉE PAR LE CONTOUR EN VERT.

2.3.2. Caractéristiques des bâtiments

2.3.2.1. Ville2

Sur le site de Ville 2, le chauffage est assuré par trois chaudières à gaz : deux chaudières de 850 kW(th) et une de 370 kW(th).

En 2019, après correction des degrés-jours, la consommation annuelle de gaz a été estimée à environ 1 139 MWh(hhy). Avec un rendement des chaudières de 80 %, la demande réelle de chaleur est donc estimée à 1 423 MWh(th)/an.

La température de départ des chaudières est régulée par une courbe de chauffe, comme illustré à la Figure 22. Pour les calculs de l'étude de faisabilité du concept Géomine, une température moyenne de fourniture de 70 °C a été retenue.

Le graphique en points ci-dessous reprend la corrélation entre la température extérieure et les températures mesurées :

- Les points bleus indiquent les températures pendant les heures d'occupation (Du LU au SA entre 10h et 19h, sauf le vendredi jusque 20h.)
- Les points gris indiquent les températures en dehors des heures d'occupation

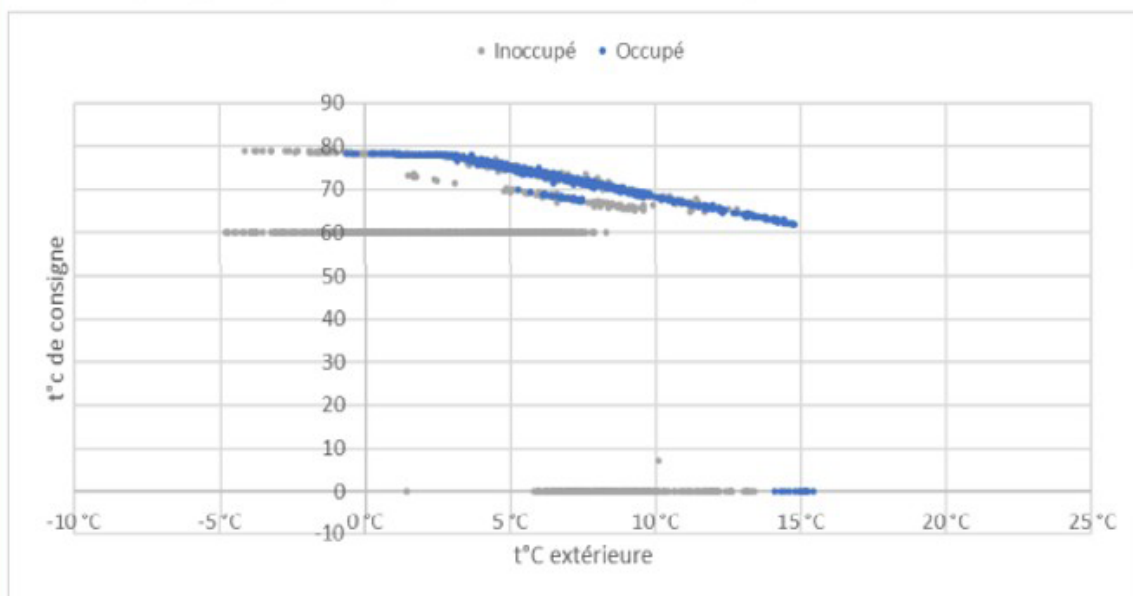


Figure 47 : Corrélation entre t°C de consigne et t°C extérieure

Observations :

- La température max est limitée à 80°C
- En mode confort, la courbe de chauffe résultante correspond à
 - +5°C ext => 75°C
 - +15°C ext => 60°C
- En mode réduit, la température est :
 - Soit, de 60°C en cas de risque de gel.
 - Soit non contrôlée

FIGURE 22 : DÉTAILS SUR LES COURBES DE CHAUFFE DE LA CHAUDIÈRE GAZ À VILLE2.

Sur le site, le refroidissement est assuré par quatre machines frigorifiques, offrant une puissance thermique totale de 1 749 kW(th) : deux machines de 424 kW(th) et deux de 451 kW(th). Le régime de température pour le refroidissement est de 9/15 °C.

Le besoin réel en refroidissement est estimé à environ 1 000 MWh(th) par an. Ce calcul repose sur la différence de consommation électrique entre les mois d'été et d'hiver, évaluée à 230 MWh(el). Cette différence est attribuée aux machines de refroidissement et convertie en besoin de refroidissement en appliquant un COP de 4,4.

Le COP a été calculé à partir de la consommation électrique de pointe en été (400 kW(el) au-dessus du profil de charge de base) et de la puissance thermique maximale des machines frigorifiques (1 749 kW(th)). Les données techniques proviennent principalement du rapport technique sur Ville 2 réalisé par Deplasse et Associés.

2.3.2.2. Clinique Notre-Dame

Actuellement, la Clinique Notre-Dame n'est pas adaptée pour se connecter à un réseau basé sur le concept Géomine. Sa demande de chaleur est très élevée, dépassant 10 000 MWh(th) par an, et les températures de chauffage requises sont également importantes (70 à 80 °C).

Cependant, le bâtiment sera rénové dans les années à venir. Ces travaux entraîneront une réduction de la demande de chaleur et introduiront une demande de refroidissement, rendant la clinique plus compatible avec un réseau de type Géomine.

Selon les informations fournies par le gestionnaire de la Clinique Notre-Dame, les spécifications et besoins thermiques après rénovation seront :

- 5 162 MWh(th) de demande de chaleur par an, avec un régime de température de 75/55 °C ;
- 7 196 MWh(th) de demande de refroidissement par an, avec un régime de température de 7/11 °C ;
- Les plans incluent des chaudières à gaz, une unité de cogénération et des machines de refroidissement.
- La surface totale au sol sera de 45 000 m², répartie comme suit : 2/3 pour des applications médicales ; 1/3 pour des fins pédagogiques.

Afin d'avoir une idée de la puissance de chauffage requise, la demande de chaleur annuelle (MWh(th)/an) est convertie en puissance thermique (kW(th)) en considérant 2.000 heures d'équivalent à pleine charge (estimées par Vito). Cela donne une puissance de chauffage requise de 2 581 kW(th).

De même, la puissance de refroidissement nécessaire a été calculée. Une distinction a été faite entre les besoins de refroidissement du bâtiment et ceux des équipements médicaux, comme résumé dans le Tableau 7. Les calculs indiquent une puissance de refroidissement totale de 2 815 kW(th). Comme mentionné précédemment, la demande totale en refroidissement est répartie entre deux usages : le refroidissement du bâtiment et celui des équipements médicaux. Le refroidissement du bâtiment a un caractère saisonnier, similaire au chauffage. Par conséquent, des demandes et des heures de fonctionnement comparables sont estimées. En revanche, la demande de refroidissement liée aux équipements médicaux est considérée comme stable tout au long de l'année. Dans ce cas, le nombre maximum d'heures de fonctionnement est appliqué.

	Bâtiment	Équipement médical	Total
Demande de refroidissement [MWh(th)/yr]	5.162	2.034	7.196
Heures de fonctionnement, équivalent à pleine charge [h/yr]	2.000	8.700	
Puissance de refroidissement [kW(th)]	2.581	234	2.815

TABLEAU 7 : DEMANDE DE REFROIDISSEMENT [MWh(th)/YR], HEURES DE FONCTIONNEMENT, ÉQUIVALENT À PLEINE CHARGE [H/YR] ET PUISSANCE DE REFROIDISSEMENT [kW(th)] CORRESPONDANT AU BÂTIMENT ET À L'ÉQUIPEMENT MÉDICAL AINSI QUE LE TOTAL DES DEUX.

2.3.2.3. Cinéma Pathé

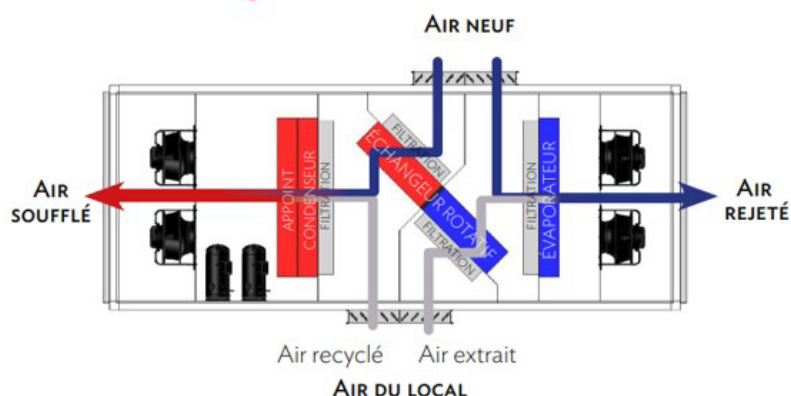
Le Cinéma Pathé présente à la fois une demande de chauffage et de refroidissement, ce qui en fait, à première vue, un bon candidat pour être connecté à un système 5GDHC. Cependant, après analyse, il apparaît que ses installations techniques actuelles ne sont pas compatibles avec le concept 5GDHC.

En effet, dans le concept Géomine, la chaleur et le froid sont fournis via des sous-stations situées dans chaque bâtiment connecté. Ces sous-stations distribuent ensuite l'énergie à partir d'un point central dans le bâtiment. Ce fonctionnement est adapté aux bâtiments équipés de systèmes centralisés de chauffage et de refroidissement, ce qui n'est pas le cas du cinéma.

Le cinéma utilise un système décentralisé de chauffage et de refroidissement. Chaque salle de cinéma est équipée d'un groupe CVC dédié, incluant une pompe à chaleur produisant chaleur ou froid pour cette salle spécifique. Ces pompes à chaleur fonctionnent sur le principe air/air. Le fonctionnement de ces installations est détaillé en Figure 23.

MODES DE FONCTIONNEMENT

Mode chauffage



Lors des besoins d'air neuf hygiénique, un préchauffage est effectué en récupérant les calories de l'air extrait grâce à l'échangeur rotatif pour être transférées sur l'air traité. Puis, maintien de la température ambiante en hiver par le cycle chaud (thermodynamique) avec possibilité en option d'un appoint de chauffage par batterie à eau chaude.

Mode climatisation



Lors des besoins d'air neuf hygiénique, un pré-refroidissement est effectué en récupérant une partie des calories de l'air neuf grâce à l'échangeur rotatif pour être transférées sur l'air traité. Le système frigorifique assure le soufflage du mélange air neuf - air extrait recyclé, refroidi selon les besoins. La chaleur prélevée à l'évaporateur (en bleu) est évacuée par le mélange air extérieur - air extrait au passage du condenseur (en rouge).

FIGURE 23 : PRINCIPE DE FONCTIONNEMENT D'UNE POMPE À CHALEUR AIR-AIR DOUBLE FLUX ([HTTPS://WWW.THERECO-EUROPE.COM/DOCUMENTATIONS](https://www.thereco-europe.com/documentations)).

Pour connecter le Cinéma Pathé à un futur système 5GDHC, il serait nécessaire de remplacer les installations actuelles. Cependant, le système technique existant est déjà efficace, et remplacer une installation performante n'aurait pas de sens. Par conséquent, il a été décidé que le Cinéma Pathé serait exclu du projet pilote. À noter que le cinéma dispose également de quatre petites chaudières à gaz utilisées pour produire de la chaleur, probablement pour les parties du bâtiment autres que les salles de cinéma. Cependant, la consommation de gaz, estimée à environ 200 MWh(hhv) par an, est trop faible pour justifier un raccordement à un futur système 5GDHC.

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

Tous les bâtiments et projets sélectionnés se distinguent par leurs besoins thermiques spécifiques. Le futur système Géomine devra être conçu pour répondre efficacement à ces besoins.

La capacité de chauffage et de refroidissement des mines dépend des températures ainsi que des débits de production et d'injection disponibles.

Une première estimation, basée sur le gradient géothermique local et la profondeur des travaux miniers, indique des températures disponibles d'environ 32 °C pour la source chaude et 15 °C pour la source froide, pour des profondeurs de forage respectivement de 800 m et 300 m. Ces estimations reposent sur un gradient géothermique de 34 °C/km et une température de surface moyenne d'environ 5 °C. En ce qui concerne les débits, une approche conservatrice a été adoptée en se basant sur les débits historiques du projet d'Heerlen, aux Pays-Bas. Le débit maximum a été fixé à 120 m³/h, représentant le volume d'eau maximal pouvant être extrait ou injecté depuis/vers les puits. La combinaison des températures et du débit permet d'estimer la capacité maximale de chauffage et de refroidissement du système. Pour l'évaluation du modèle économique, il est supposé que le système fonctionne 8 700 heures par an.

Scénario de base

La Figure 24 montre les différents bâtiments à raccorder dans le cas du scénario de base considéré et le tracé potentiel du réseau thermique incluant la Clinique Notre-Dame et Ville2 rénovées.



FIGURE 24 : DISPOSITION DU SCÉNARIO DE BASE.

L'analyse détaillée des bâtiments montre que la connexion avec Ville2 devrait idéalement avoir une capacité thermique de 850 kW(th) et de 2,815 kW(th) pour la Clinique Notre-Dame. La puissance thermique totale nécessaire pour répondre pleinement à la demande de chauffage et de refroidissement des bâtiments est de 3,7 MW(th), ce qui correspondrait à 6,6 GWh de chaleur et 8,2 GWh de froid par an (Figure 25).

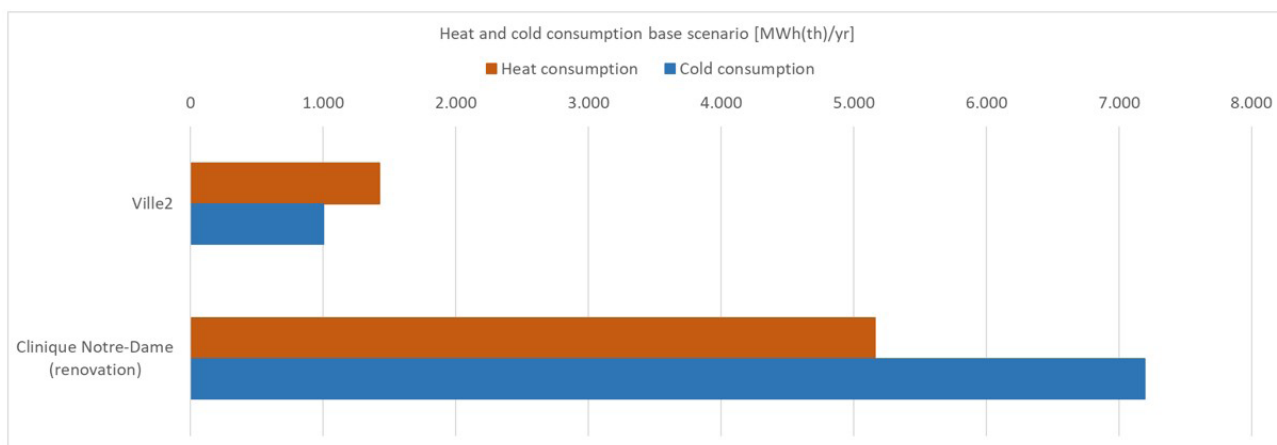


FIGURE 25 : LIVRAISON DE CHALEUR ET DE FROID DANS LE SCÉNARIO DE BASE.

L'ensemble des raccordements du scénario de base génère une demande équivalente maximale de débit d'environ 179 m³/h. Ce débit correspond à la situation hypothétique où toutes les connexions atteignent simultanément leur demande maximale de refroidissement, ce qui, en pratique, se produit rarement.

Le débit maximum pour les puits ayant été estimé à 120 m³/h, la conception du scénario de base reste de ce fait dans les limites de la capacité disponible. Une marge de débit est même prévue, permettant d'envisager des connexions supplémentaires.

Sur cette base, deux extensions potentielles au scénario de base ont été formulées : une extension Ouest et une extension Sud. Ces scénarios d'extension sont détaillés dans la section suivante.

Scenarios d'extensions

Les extensions proposées incluent de futurs développements résidentiels. La localisation de ces projets est indiquée sur la carte en Figure 26.



FIGURE 26 : LOCALISATIONS DES EXTENSIONS OUEST ET SUD PROPOSÉES. LE PROJET DU 5^E ÉLÉMENT EST INCLUS DANS L'EXTENSION OUEST.

Ces projets étant encore à un stade très préliminaire, aucun détail technique n'est actuellement disponible. Par conséquent, les scénarios intégrant ces extensions n'ont pas été élaborés en détail. Seule l'extension du réseau thermique a été prise en compte à ce stade. La longueur supplémentaire de tuyauterie a été estimée à 1 km pour l'extension Ouest et 0,5 km pour l'extension Sud.

2.4. Collecte et synthèse des données sous-sol

Parallèlement à l'analyse des données de surface, une collecte des données relatives au sous-sol a été réalisée. Cette étape est cruciale pour évaluer la ressource thermique associée aux anciennes mines de façon réaliste. Elle inclut :

- L'étude de la géologie et de l'hydrogéologie locale, couvrant la couverture géologique et les éventuels réservoirs hydrogéologiques sus-jacents.
- La collecte et la synthèse des données minières détaillées, telles que les plans d'exploitation.

Une synthèse du contexte géologique, hydrogéologique et minier local est présentée dans cette section du rapport. De plus, des cartes et des représentations numériques 3D des ouvrages miniers et de leurs caractéristiques pertinentes ont été établies pour la zone concernée par le projet pilote.

2.4.1. Définition de la zone d'étude

Le sous-sol de la Ville de Charleroi est constitué de séries houillères datant du Carbonifère supérieur, dont les couches de charbon ont été exploitées de manière extensive par le passé.

À l'issue de l'étape 1 de l'étude, il a été décidé que le projet pilote se concentrerait sur la zone nord-est de la Ville de Charleroi, autour de l'ancienne Clinique Notre-Dame et du centre commercial Ville 2. L'emprise du projet pilote en géothermie minière se situe dans l'actuelle concession de mines de houille de Mambourg, Sacré-Madame et Poirier réunis (répertoriée sous le n° 045 dans l'inventaire du SPW, voir Figure 27). Historiquement, cette zone faisait partie de la concession des mines de houille de Charleroi.

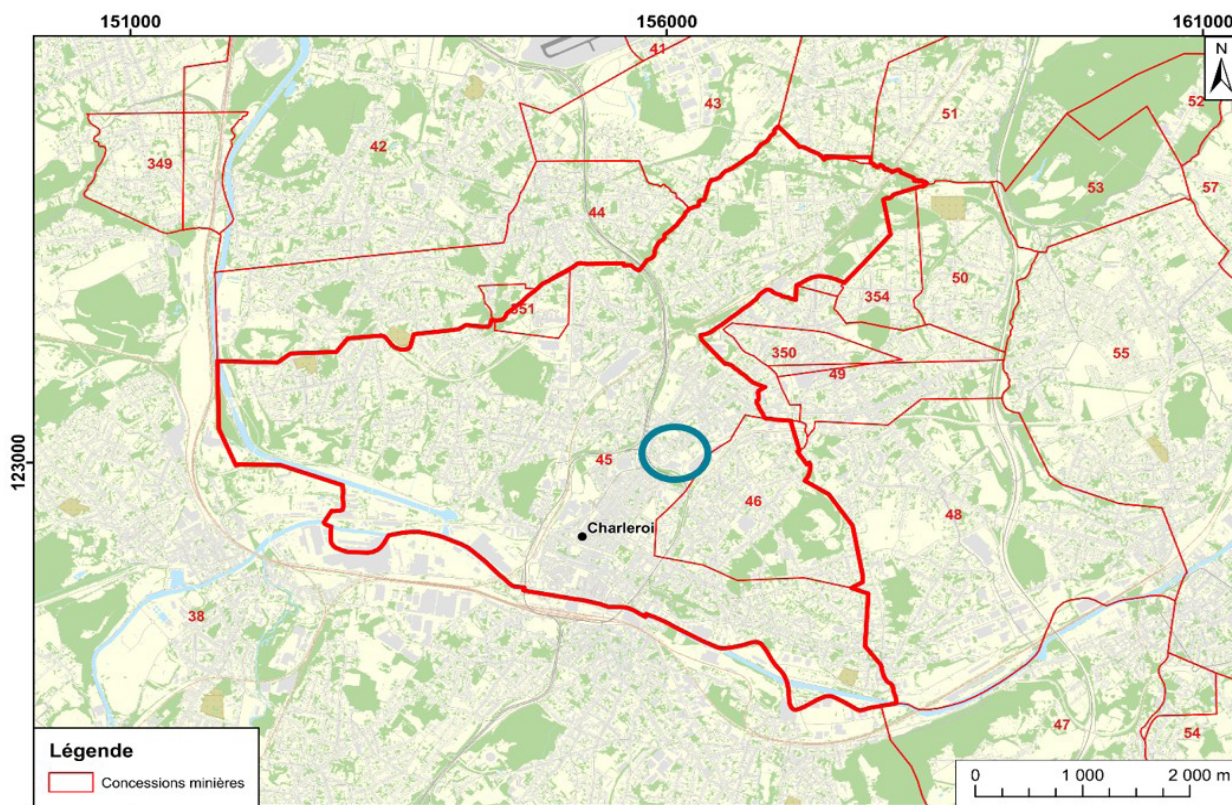


FIGURE 27 : PLAN DE SITUATION DE LA ZONE D'ÉTUDE (CONTOUR BLEU) AU SEIN DE LA CONCESSION MINIÈRE CONCERNÉE.

2.4.2. Contexte géologique et hydrogéologique

Cadre géologique

Le sous-sol de la zone d'étude a été reconnu de manière assez extensive depuis la surface jusqu'à environ 1000 m de profondeur grâce aux nombreux puits de charbonnages et travaux d'exploitation des couches de charbon présentes.

Aucun terrain de couverture n'a été cartographié dans la zone d'étude (Figure 28), le socle paléozoïque n'est recouvert que par une couche de limons et/ou de sables et argiles issus de l'altération du socle sous-jacent. Cette couche est par nature assez hétérogène en composition ainsi qu'en épaisseur, qui varie généralement de quelques à une dizaine de mètres.

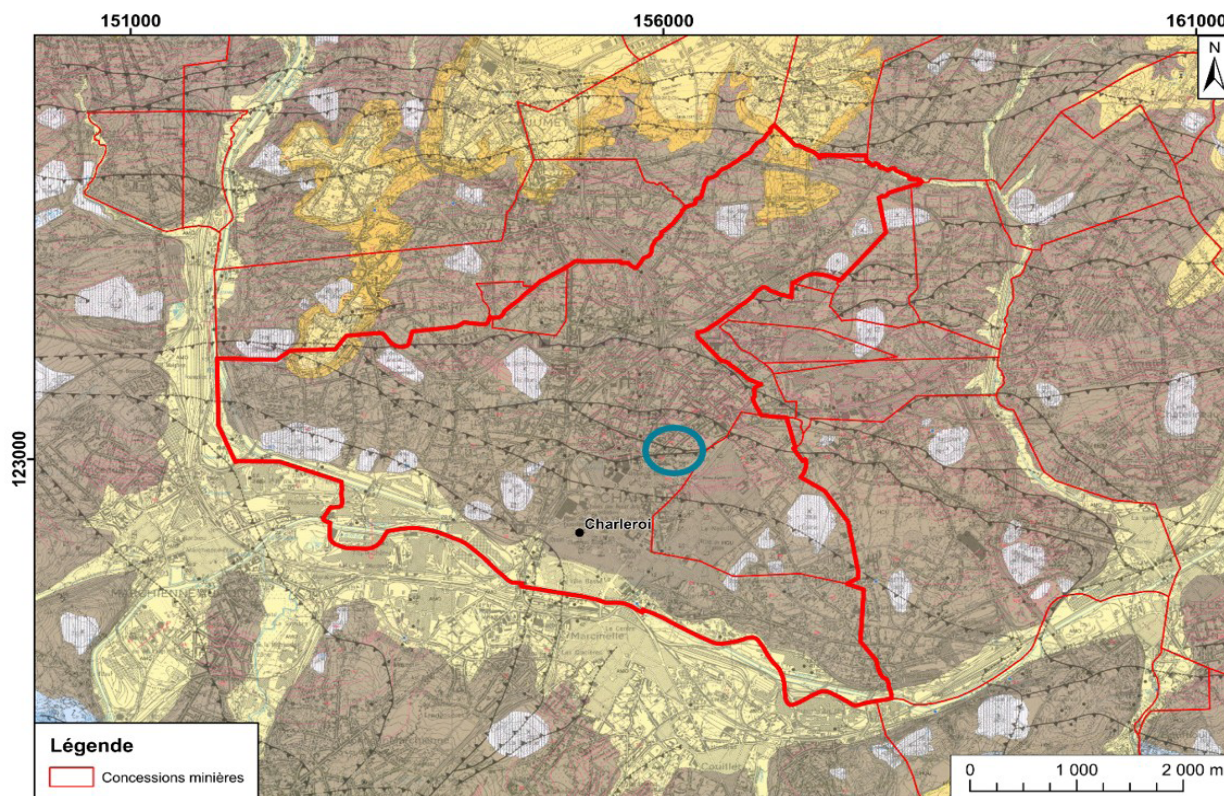


FIGURE 28 : CARTE GÉOLOGIQUE DE LA CONCESSION CONCERNÉE POUR L'ÉTUDE (SOURCE : DELCAMBRE & PINGOT, 2000). EN BRUN : GROUPE HOULLER (CARBONIFÈRE SUP.) ; EN JAUNE CLAIR : ALLUVIONS MODERNES ; EN JAUNE MOYEN : ARGILES DE LA FORMATION DE CARNIÈRES (YPRÉSIEEN) ; EN JAUNE FONCÉ : SABLE DE LA FORMATION DE BRUXELLES (LUTÉTIEN) ; EN BLEU : CALCAIRES DU CARBONIFÈRE INFÉRIEUR ; EN HACHURÉS : REMBLAIS.

Le socle paléozoïque est constitué des formations du Groupe Houiller (Carbonifère supérieur), principalement pélitique mais qui comprend des bancs de grès et des couches de charbons. Par le passé, ces formations ont fait l'objet d'intenses travaux d'exploitation minière en raison des nombreuses couches de charbons présentes.

Au niveau tectonique, la zone d'étude est située sur le front varisque. Ceci se traduit par la présence de failles de chevauchement qui délimitent plusieurs unités structurales qui se superposent (Figure 29). À l'échelle de la concession considérée, ces unités structurales peuvent être regroupées en deux unités principales :

- Une unité supérieure, au-dessus de la Faille du Pays de Liège, qui comprend le Massif du Pays de Liège et le Massif supérieur de Trieu-Kaisin (Delcambre & Pingot, 2000), rassemblés sous le terme de Massifs du Pays de Liège par Kaisin (1950) ;
- Une unité inférieure, le Massif du Centre (d'après Delcambre & Pingot, 2000) , ou Massif du Poirier d'après Kaisin, 1950), ou encore Massif du Centre-Poirier selon Aderca et al., 1961. Cette unité est située au-dessus de la Faille du Centre. Vers l'est, cette unité se subdivise en plusieurs parties en raison de la présence de failles inverses. Dans la zone d'étude, la partie du Massif du Centre concernée est celle qui dénommée Massif du Gouffre plus à l'est (Aderca et al., 1961).

Depuis la surface (Figure 30), la zone d'étude est située au droit du Massif supérieur de Trieu-Kaisin, lui-même situé au-dessus du Massif du Pays de Liège. Sous cette unité supérieure, c'est le Massif du Centre qui forme la base reconnue du gisement dans la zone.

Au sein de chacune de ces unités, des déformations affectent les couches de manière plus ou moins intense, ce qui se traduit par la présence de failles inverses de faibles rejets, plus ou moins pentées, et de plus en chevrons déversés vers le Nord. En raison de ces déformations, les couches de charbon sont parfois répétées 3 fois (voire plus) sur une même verticale.

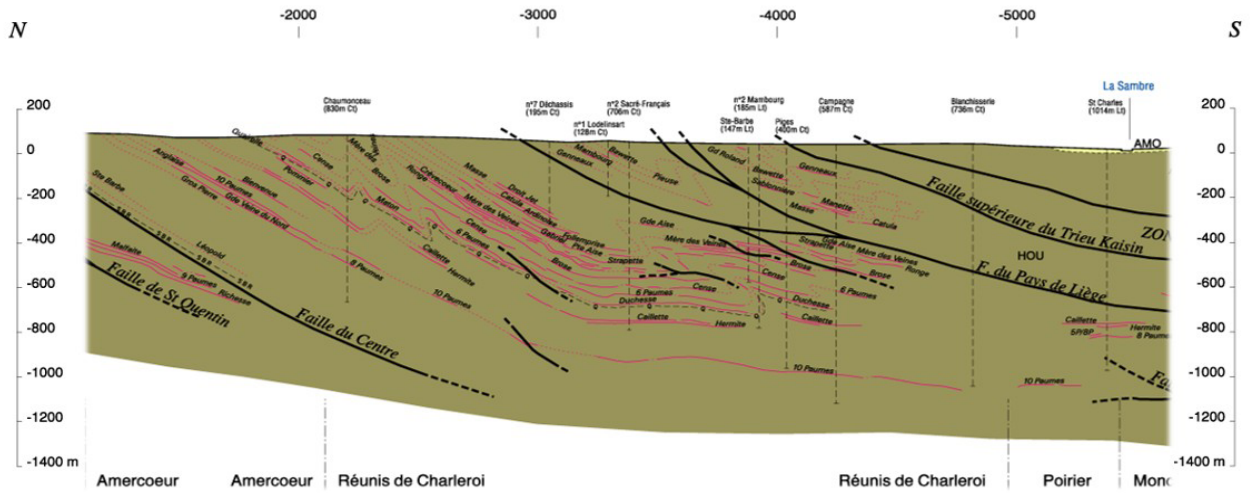


FIGURE 29 : COUPE NORD-SUD AU TRAVERS DE LA ZONE D'ÉTUDE (DELCAMBRE & PINGOT, 2000 ; MODIFIÉ).

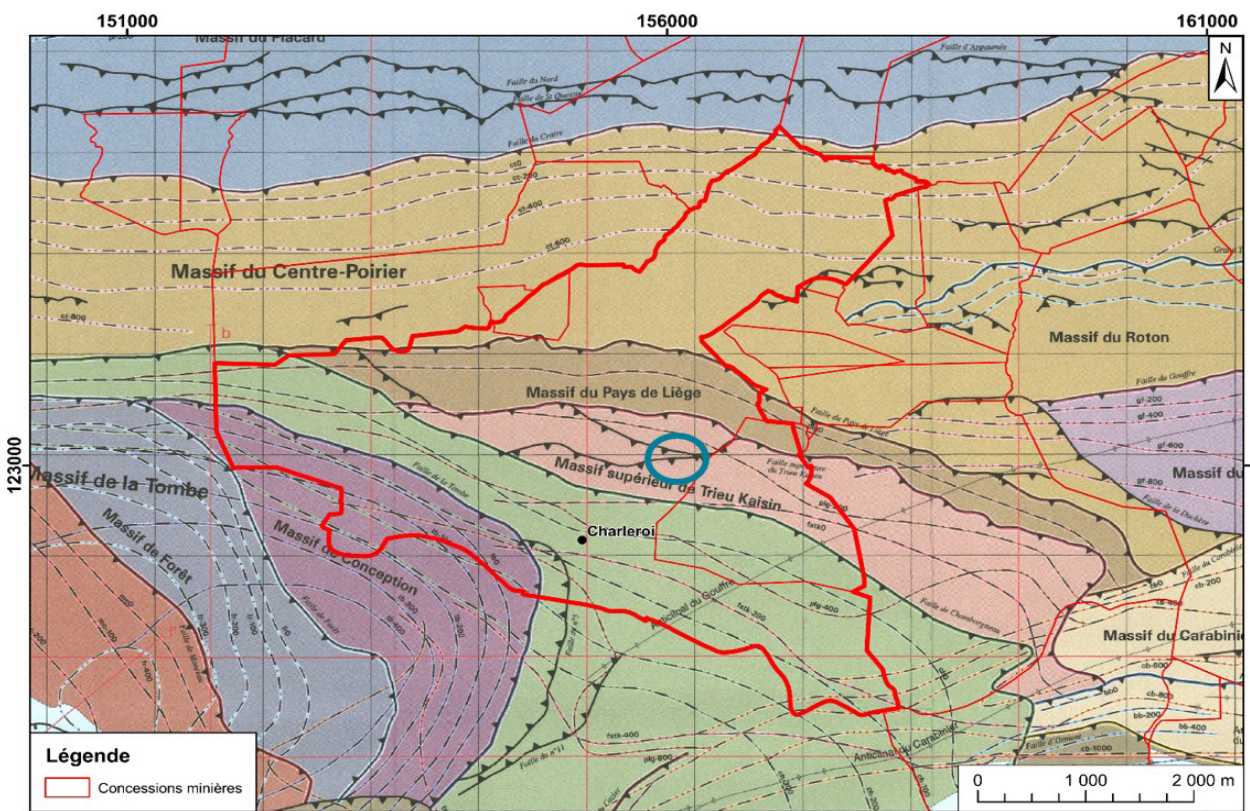


FIGURE 30 : DÉTAIL DES UNITÉS STRUCTURALES DU FRONT VARISQUE AU NIVEAU DE LA ZONE D'ÉTUDE (SOURCE : DELCAMBRE & PINGOT, 2000). LES DIFFÉRENTES TEINTES CORRESPONDENT À DES (SOUS-) UNITÉS STRUCTURALES DISTINCTES, SÉPARÉES PAR DES FAILLES DE CHEVAUCHEMENT D'ÂGE VARISQUE.

Au niveau stratigraphique, les formations houillères anciennement exploitées font parties de la Formation de Charleroi, divisée par l'Horizon marin de Quaregnon qui sépare les Membres de Mons à la base et de Quaregnon au-dessus. Trois faisceaux reprennent l'essentiel des couches exploitables (Delcambre & Pingot, 2000) :

- Le Faisceau de 10 Paumes, à la base de la Formation de Charleroi ;
- Le Faisceau des Ardinoises, autour de l'Horizon de Quaregnon ;
- Le Faisceau de Sablonnière, au sommet du gisement de Charleroi.

Cadre hydrogéologique

La carte hydrogéologique de Wallonie nous renseigne sur les différentes unités hydrogéologiques présentes dans la zone d'étude, leurs caractéristiques, et les principaux éléments en relation avec les nappes d'eau souterraines (réseau hydrographique, captages, carrières, etc.).

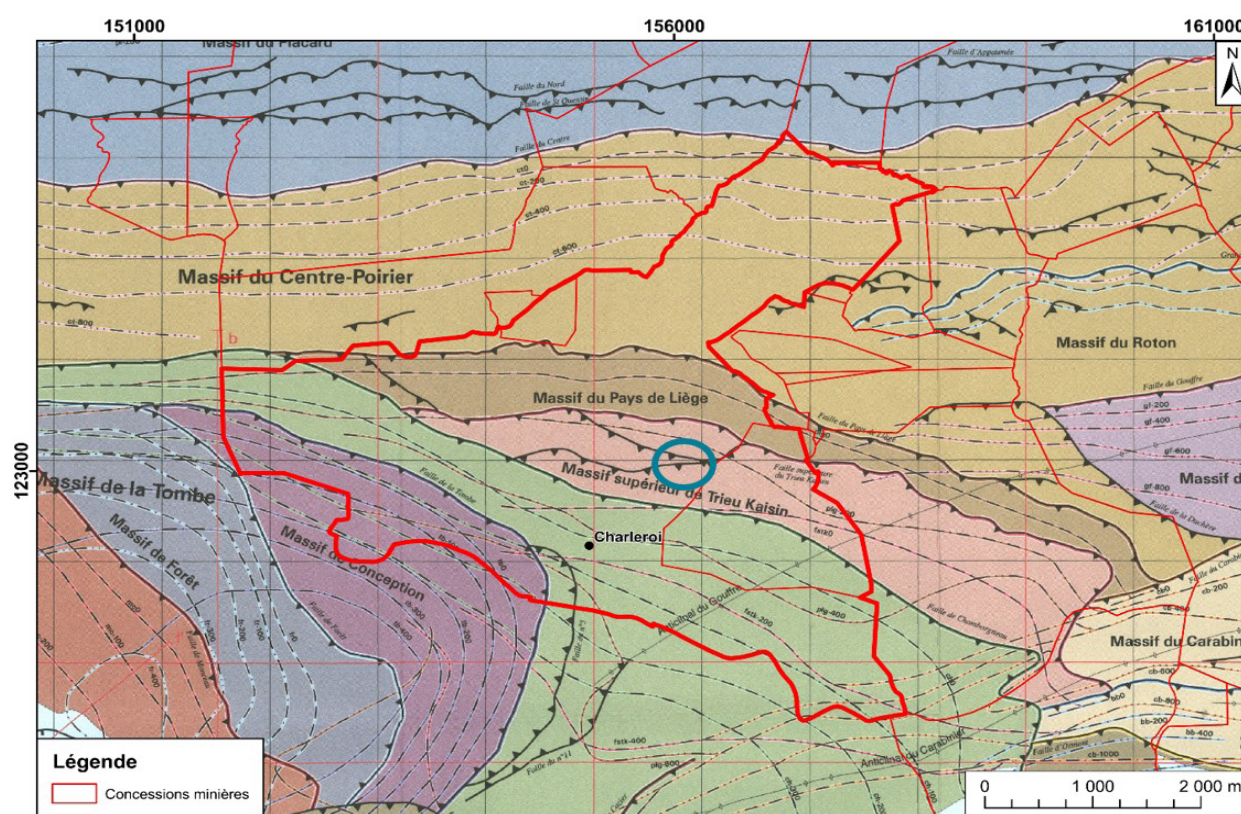


FIGURE 31 : CARTE HYDROGÉOLOGIQUE DE LA CONCESSION CONCERNÉE POUR L'ÉTUDE (SOURCE : HABILS ET AL., 2014). EN GRIS : AQUICLUDE DU HOULLIER ; EN BLANC : AQUIFÈRE DES ALLUVIONS MODERNES ; EN JAUNE FONCÉ : AQUICLUDE YPRÉSIEN ; EN JAUNE MOYEN : AQUIFÈRE BRUXELLIEN ; EN HACHURÉS : REMBLAIS.

Dans la zone d'étude, la seule unité hydrogéologique présente est l'aquiclude à niveaux aquifères du Houiller. Principalement composée de pélites, cette unité est globalement peu perméable, bien que localement les bancs de grès puissent constituer des niveaux aquifères grâce à leur fracturation (Habils et al., 2014).

Peu de données directes sur l'état des nappes existent pour cette unité hydrogéologique. Néanmoins les cotes piézométriques relevées sont régulièrement très proches de la surface (moins de 10 m de profondeur) (Habils et al., 2014). Pour peu qu'il y ait une bonne connexion hydraulique entre les anciennes mines et les terrains encaissants, cet élément tend à confirmer l'ennoiement des mines présentes dans ce secteur. Dans le secteur de Charleroi, des analyses récentes dans des eaux superficielles de cette unité montrent des eaux très dures, de type chlorurée calcique et bicarbonatée calcique, parfois très minéralisées (de l'ordre de 1,5 g/l) (Habils et al., 2014).

De manière générale, la composition chimique des eaux présentes dans le Houiller est assez variable. Dans les charbonnages, ces eaux rencontrées étaient généralement d'autant plus salées et chlorurées sodique que leur profondeur était importante, jusqu'à parfois être sursalées (Delecourt, 1946).

L'examen d'eaux d'exhaure des charbonnages de la région de Charleroi montrent dans l'ensemble des compositions de type bicarbonatées et sulfatées sodiques, en des proportions variables selon la profondeur de prélèvement et le charbonnage considéré (Snel, 1964). Les analyses menées par Snel (1964) montrent que la teneur en sels dissous est de l'ordre de 0,5 à 5 g/l.

Les eaux d'exhaure des charbonnages étaient principalement d'origine météorique, bien que l'influence d'infiltrations issues des terrains encaissant semblent s'accroître avec la profondeur (Snel, 1963). En raison de la fracturation des terrains, fortement accentuée par les travaux d'extraction du charbon, la perméabilité des terrains houillers est accrue dans les zones minières (ibidem). En outre, les écoulements sont principalement horizontaux et latéraux plutôt que verticaux (ibidem), probablement en raison de l'anisotropie du champ de perméabilité des terrains houillers liées à la présence de niveaux plus perméables tels que les bancs de grès ou les couches de charbons exploitées.

La gestion de l'exhaure semble avoir constitué une préoccupation importante dans la concession de Charleroi (S.A. des Charbonnages-réunis (Mambourg) à Charleroi, 1900), probablement en raison de l'affleurement des terrains houillers. En témoigne l'existence d'anciennes fosses d'exhaures autour du siège n°2 du Mambourg, encore actives au milieu du 19^{ème} siècle (cf. Vander Maelen, circa 1865). D'ailleurs, il semblerait que ce soient les problèmes d'exhaure qui furent à l'origine de la fusion des compagnies minières présentes dans ce secteur au milieu du 19^e siècle (source : archives SPW-DRIGM, dossier concession 045).

De manière plus générale, de nombreuses galeries d'écoulement (« saiwes » ou « seuwes ») avaient été creusées à partir du 17^e siècle dans le Bassin de Charleroi afin d'assécher les travaux d'exploitations alors superficiels par voie gravitaire. Un souterrain (sic) d'axe globalement est-ouest, débutant aux alentours du siège n°1 et débouchant dans la vallée du Ruisseau du Sart à proximité du carrefour entre la Chaussée de Bruxelles et la Rue de Namur (cf. Figure 32), celui-ci correspond très probablement à l'une de ces galeries d'écoulement. Deux autres galeries d'écoulement partaient de la zone d'étude en passant sous la ville de Charleroi (cf. Plan des anciens puits de la Ville de Charleroi annexé au rapport du 21/2/1889 de J. Smeysters, Archives régionales de Wallonie).

D'autres galeries d'écoulement sont également mentionnées et/ou cartographiées de manière approximatives mais dans d'autres zones de la concession (source : SPW-DRIGM, dossier concession 045) L'existence de ces galeries étaient d'ailleurs encore relativement bien connue dans le courant du 19^e siècle. En effet, dans un certain nombre d'Arrêtés Royaux relatifs à des modifications d'anciennes limites de la concession, il est mentionné l'obligation de respecter une zone de protection (stot) autour de ces ouvrages jusqu'à épuisement complet des niveaux d'exploitation inférieurs (ibidem).

Directement à l'ouest de la zone d'étude, les sièges Sacré-Français et n°7 ont vu leurs pompes respectives remplacées en 1900 par une unique pompe de 200 m³/h de capacité installée au Sacré-Français à 450 m de profondeur (S.A. des Charbonnages-réunis (Mambourg) à Charleroi, 1900). Ceci sous-entend que le siège Sacré-Français concentrait alors l'exhaure pour ces deux sièges. Plus à l'est, un projet de modernisation impliquait les installations de pompage du siège n°2 du Mambourg, alors point principal de concentration de l'exhaure pour un volume moyen de 2200 m³ par jour (ibidem).

Notons qu'au siège du Mambourg, une pompe Newcomen installée en 1824 a continué à fonctionner de manière très satisfaisante jusqu'en 1904 (avec un débit de l'ordre de 600 m³/jour), en dépit de l'obsolescence de ce type de pompe qui fût mis au point en 1712 (Bruwier & Bianchi, 1999). Il s'agit probablement d'une des deux machines alors utilisées en 1900 (S.A. des Charbonnages-réunis (Mambourg) à Charleroi, 1900).

En 1958-1960, l'exhaure annuelle au siège n°1 était de l'ordre de 750.000 à 1.000.000 m³ (Snel, 1963).

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 Mambourg, Sacré-Madame et Poirier réunis (n° 045 dans l'inventaire du SPW) et auparavant au sein de la concession de mines de houille de Charleroi.

Ces concessions étaient respectivement exploitées par les sociétés des Charbonnages du Mambourg, Sacré-Madame et Poirier Réunis (après ~1946 jusqu'en 1972) et la société des Charbonnages réunis de Charleroi (1846 jusque ~1946). Avant 1846, la zone concernée par l'emprise du projet était exploitée par la société des charbonnages de Mambourg et Belle-Vue réunis, constituée en 1837 à partir de la société des charbonnages de Mambourg et Bawette réunis (fondée en 1770) et de la société des charbonnages de Belle-Vue et Sablonnière.

Pour le milieu du 19^e siècle, la carte de Vander Maelen (circa 1865) nous renseigne sur les charbonnages de la région (Figure 32). Pour cette époque, les principaux sièges d'exploitation de la zone d'étude sont repris au Tableau 8.

Siège	Nom	Profondeur [m]
Fosse n°1 du Mambourg	Sainte-Pauline	471
Fosse n°2 du Mambourg	Sainte-Barbe	535
Fosse n°12	Facteresse	459
Fosse n°15	Sainte-Thérèse	495
Fosse Drion Strivet n°2		415

TABLEAU 8 : PRINCIPAUX SIÈGES DE LA ZONE D'ÉTUDE ACTIFS AU MILIEU DU 19^E SIÈCLE (D'APRÈS VANDER MAELEN, CIRCA 1865).

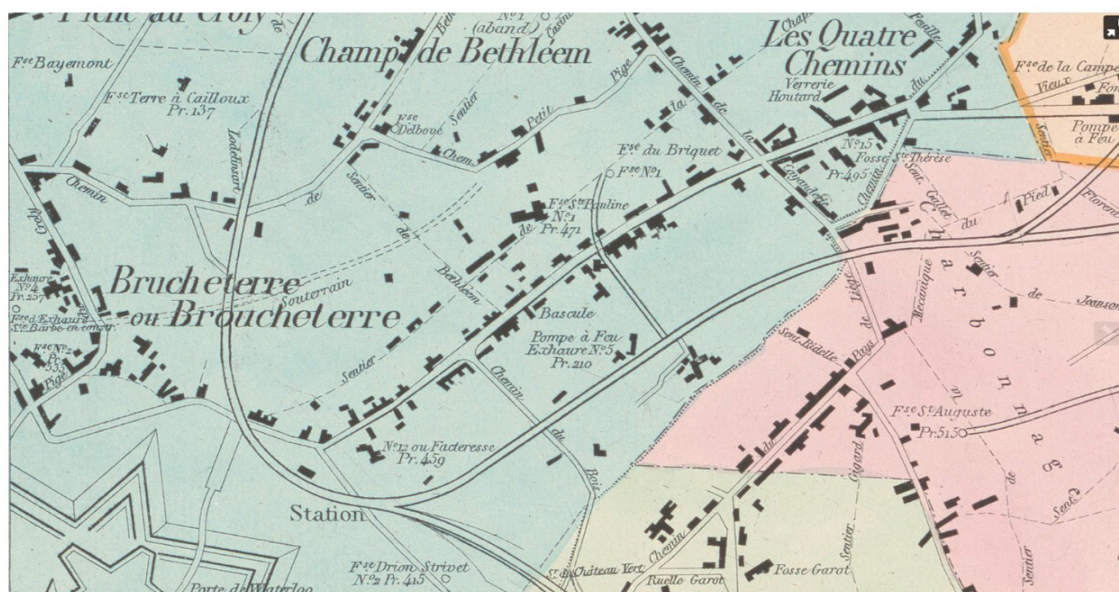


FIGURE 32 : DÉTAIL DE LA ZONE D'ÉTUDE AU MILIEU DU 19^E SIÈCLE (VANDER MAELEN, CIRCA 1865).

Dans le courant du 20^e siècle, l'exploitation se concentre sur un nombre toujours plus réduit de sièges, ce qui entraîne la fermeture d'un nombre croissant de puits. Après 1960, le déclin de l'industrie charbonnière entraîne la fermeture des derniers charbonnages. L'extraction du siège n°2 du Mambourg s'arrête en 1950 tandis que le siège n°1 du Mambourg ferme le 31 octobre 1971 (source : Annales des Mines de Belgique).

La concession comprend plus d'une trentaine de couches de charbon exploitables, présentées au Tableau 9. Notons que les dix couches supérieures n'étaient déjà plus accessibles en début de 20^e siècle en raison de l'ancienneté des exploitations sur la partie supérieure du gisement (Stainier, 1900).

	Puissance en charbon [m]
Grand Roland	0.8
Petit-Roland	0.4
Bawette	0.6
Pieuse	0.45
Mambourg	0.13
Huit Paumes	0.5
Veinette Genneau	0.75
Sablonnière	0.8 à 1.10
Manette Veine	0.69 à 0.96
Veiniat de Manette	0.5
Les Oles	0.5 à 0.6
Droit Jet	0.69 à 0.96
Masse	0.65 à 1.06
Catula	0.63 à 0.8
Ardinoise	0.45
Grande Aise ou Follemprise	0.45 à 0.52
Gabriel ou Petite Aise	0.45 à 1.26
Strapette	0.55 à 0.94
Mère des Veines	0.55 à 0.70
Crève-Cœur	0.6 à 0.80
Ronge	0.53 à 0.6
Coquelet ou Mère Dieu	0.55
Broze ou Troquette	0.60 à 1.60
Quatre Paumes	0.42
70 centimètres	0.52 à 0.6
Six Paumes, Maton ou Querelle	0.50 à 0.73
Naye à Bois ou Duchesse	0.80 à 0.95
Hermite	0.75
Dix Paumes	1
Grande Veinette ou Huit Paumes	0.5
Gros Pierre	0.9
Léopold	0.4

TABLEAU 9 : COUCHES DE CHARBON EXPLOITABLES SUR LA CONCESSION DE CHARLEROI LEURS ÉPAISSEURS (SOURCE :S.A. DES CHARBONNAGES-RÉUNIS, 1900).

Sur base des éléments recueillis dans les archives, les caractéristiques d'un certain nombre de puits ont pu être synthétisées et sont disponibles dans le Tableau 10.

Nom du siège	Puits	Profondeur [m]	Section du puits [m]	Remblais	Nature du revêtement
Siège n°1 Mambourg	Puits d'extraction	1051 - 1060	7,15 x 5,05 ovale de 0 à 40 m puis 4,25 de diamètre de 40 à 1051 m	Schistes de terrils, de cendrées, de terres ou pierrailles, de granulométrie maximale de 400 m	Maçonnerie
	Puits d'aérage	1065	4,00		
Siège n°2 Mambourg	Puits d'extraction	833	7,40 x 3,80 ovale - 1,85 x 3,00 rectangulaire	Schistes de terrils, de cendrées, de terres ou pierrailles, de granulométrie maximale de 400 m	Maçonnerie
	Puits d'aérage	833	3,20 x 2,00 pour l'avant -puits puis 3,00 x 1,85		
	Exhaure IV	254 - 257	3,20 x 2,70 ovale		
Siège n°12	Puits d'extraction	810	De 0 à 360 m : section subelliptique variable de 2,60 à 3,20 x 1,65 x 2,20 ; ensuite section circulaire de 3,25 jusque 605 m puis de 3,50 jusque 785 m	Remblais de 785 à 810 m recouvert d'une plate-cuve ; au-dessus, schistes de lavoir de max. 500 mm	Maçonnerie
	Puits d'exhaure	37	4,00 circulaire		
Siège n°13	Exhaure V	196	2,55 x 2,40 elliptique	Granulométrie max. 200 mm	Maçonnerie
Siège n°15	Puits d'extraction	490	3,25 x 2,00 m rectangulaire	Nature du remblais inconnue	NC
	Sainte-Thérèse	NC	Environ 1,00 m circulaire		

TABLEAU 10 : CARACTÉRISTIQUES DES PUIITS PRÉSENTS DANS LA ZONE D'ÉTUDE D'APRÈS LES ÉLÉMENTS COLLATIONNÉS DANS LES ARCHIVES DU SPW-DRIGM (DOSSIER CONCESSION 045).

2.4.4. Description des données minières consultées

Les données minières recherchées peuvent être classées en deux catégories :

- Les plans miniers, sur lesquelles les ouvrages miniers sont représentés (puits, galeries, panneaux exploités, etc.) et qui vont servir de base à la modélisation des anciennes mines.
- Les données d'archives, utiles à la compréhension des anciennes mines en tant que systèmes géothermiques. Les plus pertinentes pour le projet ont été synthétisées et intégrées dans les paragraphes précédents.

Plans miniers

En Belgique, l'obligation de dresser les plans d'exploitation découle des lois minières de 1791 et 1810. Depuis le milieu du 19^e siècle, le format de ces plans est relativement uniformisé, en particulier au niveau de l'échelle choisie (1/1000^{ème}), tandis que le choix des projections géographiques est longtemps resté libre. L'uniformisation complète du format n'est opérationnelle que depuis 1947. Typiquement, les plans miniers produits par les anciens charbonnages sont de deux types :

- Les plans de surface, dont l'objet est de replacer les limites de la concession, les infrastructures de surface (bâtiments liés à l'industrie extractive) ou débouchant à la surface (puits, galeries), vis-à-vis des autres infrastructures existantes (bâtiments public et privés, voies), voire du parcellaire cadastral.
- Les plans de fond (ou plans d'exploitation), qui reprennent l'ensemble des ouvrages et travaux miniers réalisés sous le niveau du sol : puits, puits intérieurs (burquins), travers-bancs (bouveaux), voies d'exploitation (costresses), panneaux exploités, sondages, etc.

Des documents complémentaires accompagnent fréquemment les plans miniers : coupes minières (en particulier au travers des puits principaux), projections horizontales des exploitations (en particulier pour les couches très déformées), coupes de sondages, coupes de travers-bancs, etc. L'ensemble des plans miniers de la concession de mine de houille de Mambourg, Sacré-Madame et Poirier réunis (n°045) était autrefois déposés à l'Administration des Mines et est actuellement conservé au SPW-DRIGM.

Les plans de fond et que les anciens plans de surface ont été scannés, ainsi que les coupes minières disponibles. Cette opération de numérisation a été réalisée au format TIFF à une résolution de 300 ppp à l'aide d'un scanner à plans Colortrac Smart LF SC 42. Au final, les plans scannés sont répartis de la manière suivante :

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. C'est dans ce dossier qu'ont été trouvés l'essentiel des informations les plus pertinentes pour la présente étude. En ce qui concerne les dossiers annexes de cette concession, ils reprennent des éléments en lien avec la gestion de sites désaffectés, la recherche d'anciens puits, la vérification des limites de la concession et de la position des puits, des échanges avec des sociétés de travaux susceptibles de recouper en surface d'anciens ouvrages miniers, etc.

En dehors des archives du SPW, 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. Les archives du concessionnaire, longtemps entreposées dans un hangar, n'ont pas été conservées (Pacyna D., 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 2 de l'étude.

Une zone rectangulaire a été retenue. Ses dimensions sont de 2,3 km x 1,1 km. Les sommets du rectangle dans le système Lambert belge 1972 sont :

	$X_{\text{Lambert1972}}$ [m]	$Y_{\text{Lambert1972}}$ [m]
A	156236.83	124534.55
B	154779.64	122755.06
C	155630.70	122058.14
D	157087.89	123837.63

TABLEAU 11 : COORDONNÉES DES SOMMETS DU RECTANGLE CONSIDÉRÉ POUR LIMITER LA ZONE SÉLECTIONNÉE POUR LA MODÉLISATION DES OUVRAGES MINIERES.

Les couches de charbon ont été exploitées depuis la surface bien que les travaux les plus superficiels représentés sur les plans soient à une altitude d'environ + 100 m. Les travaux les plus profonds répertoriés descendent jusqu'à environ 1000 m sous le niveau de la mer.

Le modèle 3D considérera donc des altitudes comprises entre +100 et -1000 m.

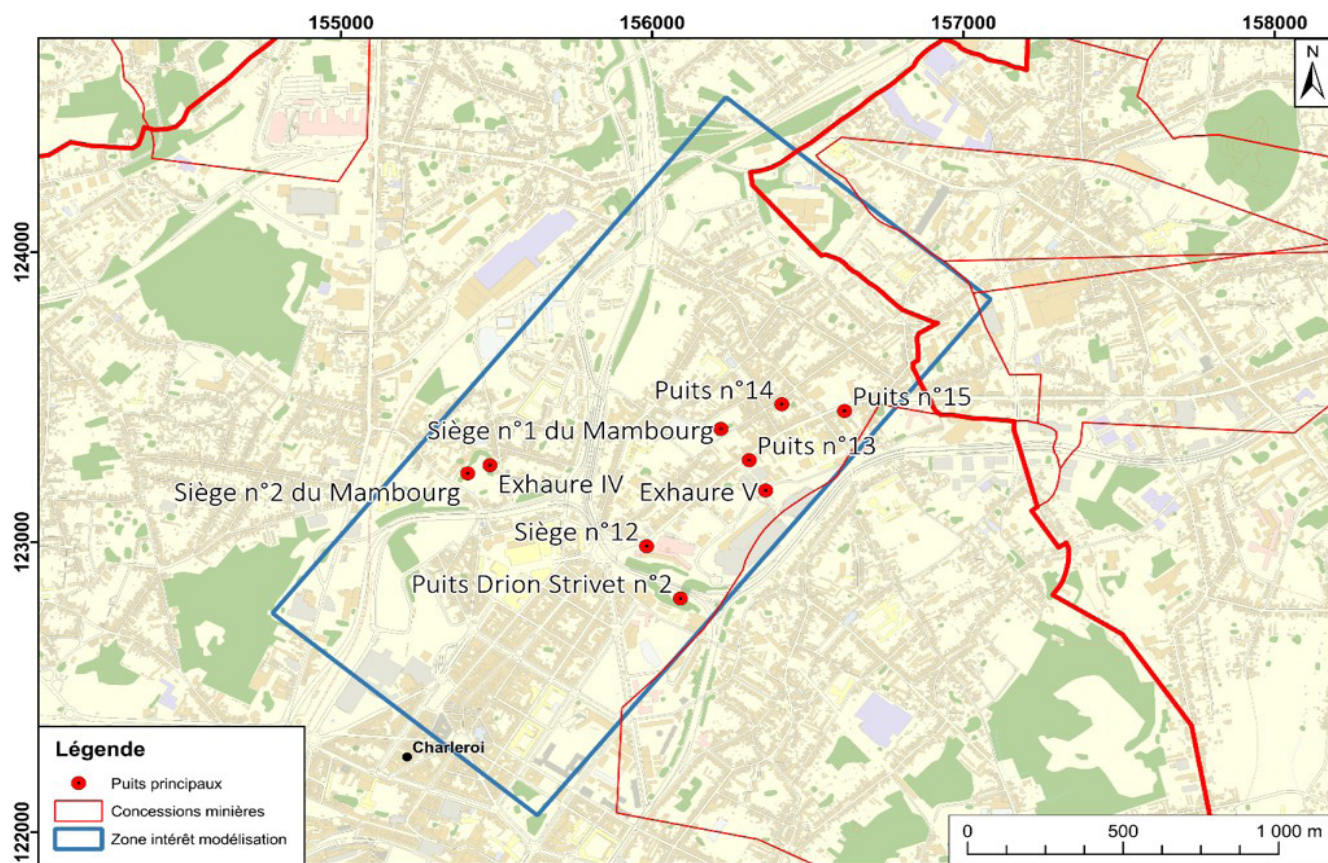


FIGURE 35 : EMPRISE DE LA ZONE SÉLECTIONNÉE POUR LA MODÉLISATION 3D ET EMPLACEMENT DES PUIITS PRINCIPAUX.

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, les plans nécessaires à la modélisation ont été géoréférencés dans le système Lambert1972 (plus de 500 plans ont été géoréférencés). 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 70 km de galeries (sous forme de 881 éléments distincts) qui ont été digitalisées pour la zone d'étude (Figure 36), complétées par environ 3200 panneaux d'exploitation (Figure 37) et 9635 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.

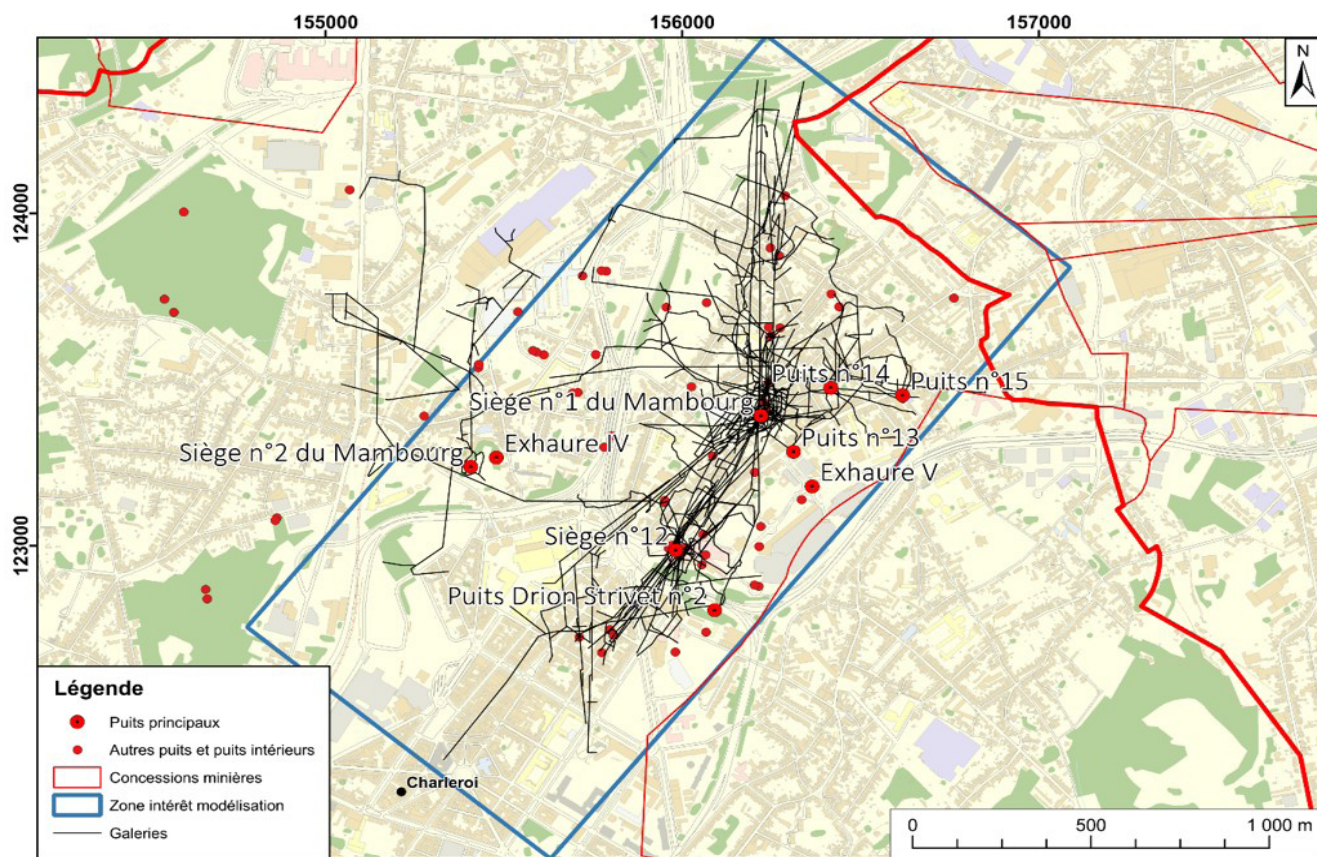


FIGURE 36 : SITUATION DES PUIITS ET GALERIES DIGITALISÉS SUR BASE DES PLANS MINIERES.

En dépit de plusieurs expériences préalables d'analyse et de digitalisation de plans miniers, l'UMONS a été confrontée à des difficultés inattendues lors de cette étape. En particulier, sur l'étude relative au bassin de Charleroi :

- Grande quantité de plans d'exploitation (1317 plans uniquement dans la concession minière concernée)
- Paramètres du système de projection des anciens plans impossible à déduire, ce qui a causé des difficultés de géoréférencement des plans
- Lisibilité difficile des anciens plans, en raison d'une part de la présence de structures complexes et d'autre part d'une qualité assez hétérogène des informations manuscrites
- Précision assez aléatoire du report de la position des puits sur les anciens plans

Il est à noter que l'ensemble des difficultés rencontrées sur un jeu de plans miniers était une situation inédite pour l'UMONS et difficile à anticiper. En effet, sur une vingtaine de concessions déjà traitées antérieurement, seuls des problèmes de lisibilité avaient été rencontrés et de manière ponctuelle.

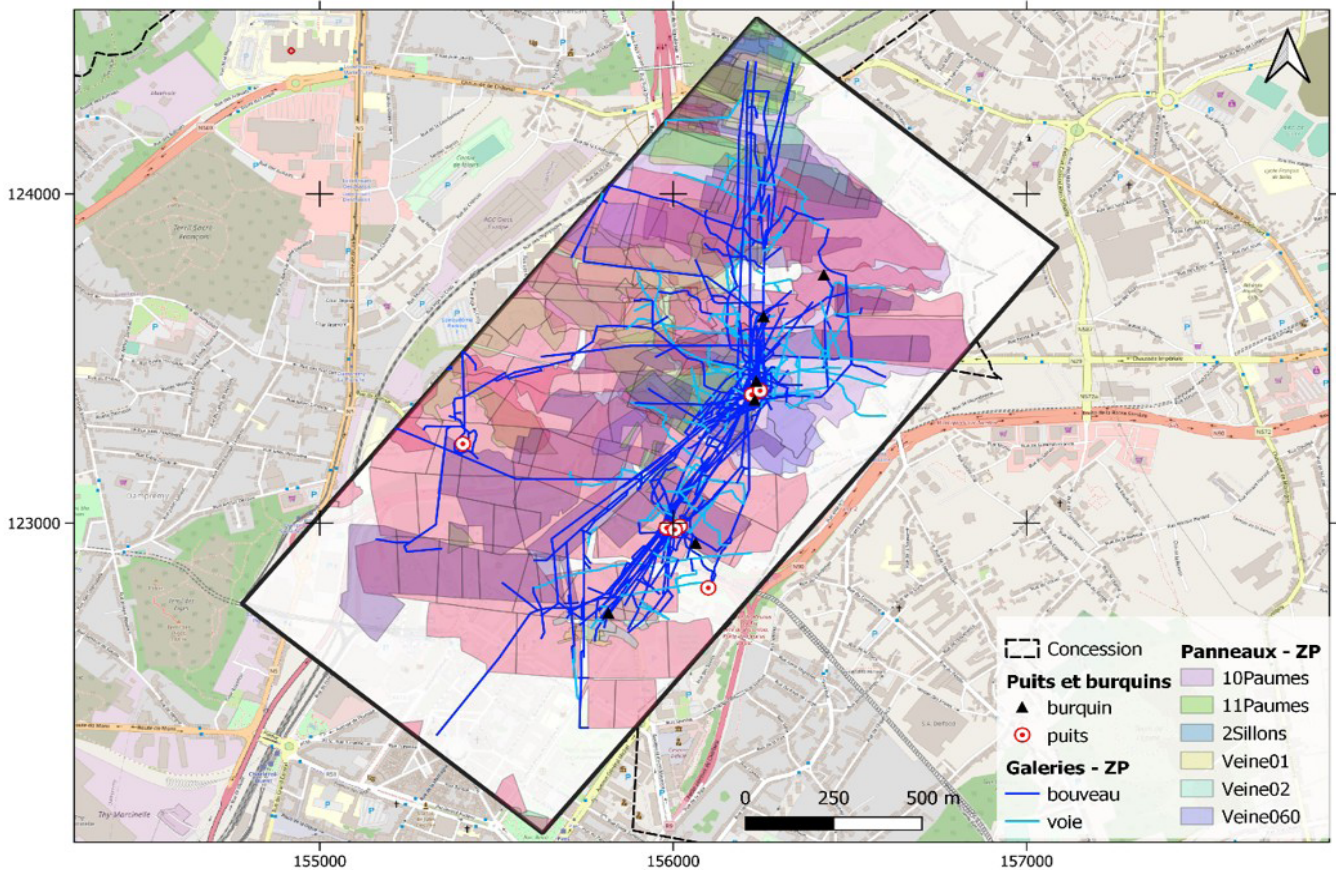


FIGURE 37 : ILLUSTRATION D'UNE SÉLECTION DE PANNEAUX D'EXPLOITATION DIGITALISÉS SUR BASE DES PLANS MINIERS.

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 et générer par interpolation les cotes topographiques des nœuds pour lesquels il n'y avait pas de cotes renseignées sur les plans.

Le modèle obtenu (Figure 38) a ensuite été traduit, au moyen d'un code informatique développé spécifiquement à cet usage, en un format exploitable par le logiciel EPANET utilisé par VITO lors des simulations d'écoulement et de transfert de chaleur.

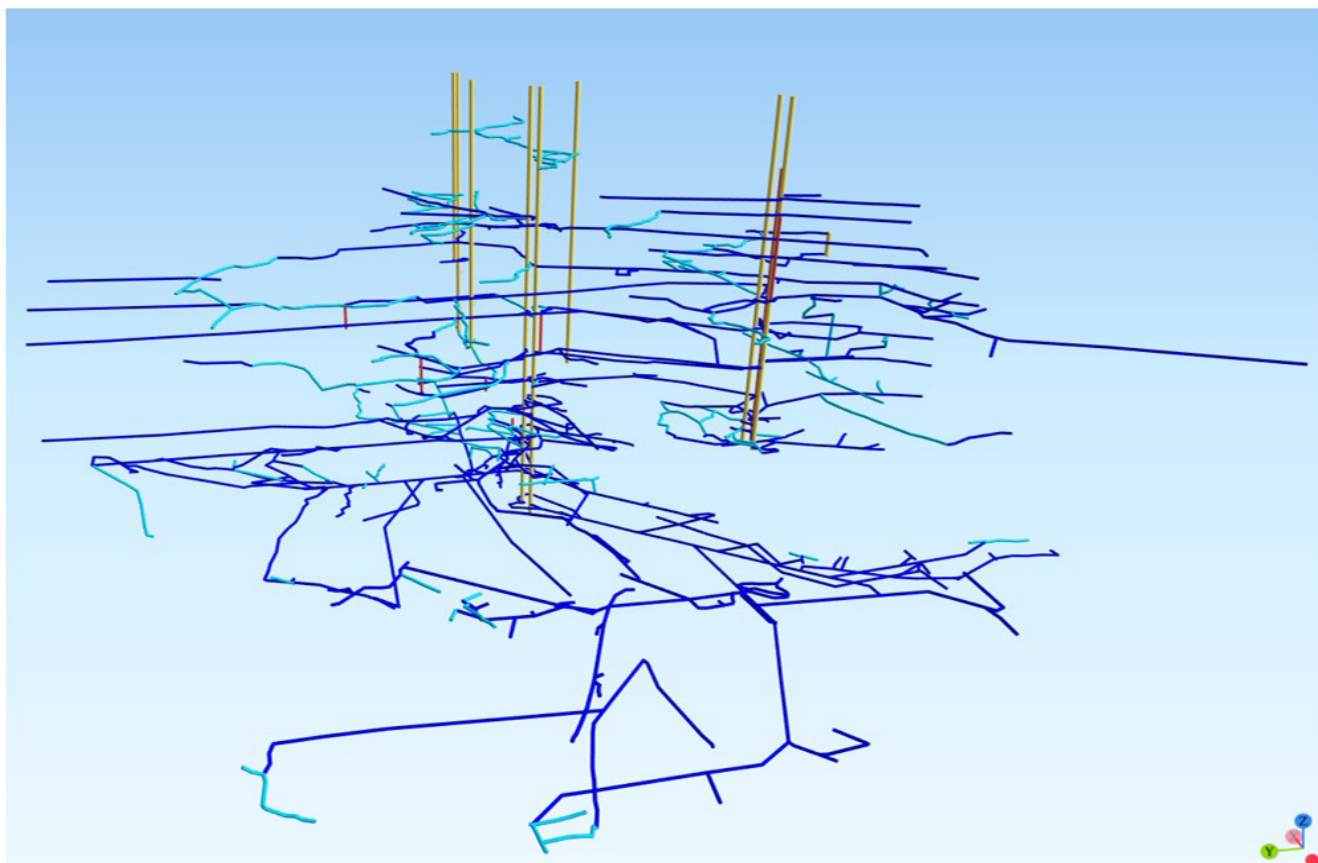


FIGURE 38 : VUE 3D DE LA MODÉLISATION DU RÉSEAU DE PUIITS ET GALERIES DANS LA ZONE D'ÉTUDE.

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 Tableau 9 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. L'influence de la faille du Pays de Liège sur la géométrie des couches de charbon a été prise en compte dans la modélisation. Les couches Pieuse et 5 Paumes sur 8 Paumes ont dû être écartées de la modélisation.

La Figure 39 présente une vue du modèle 3D des couches reconstruites.

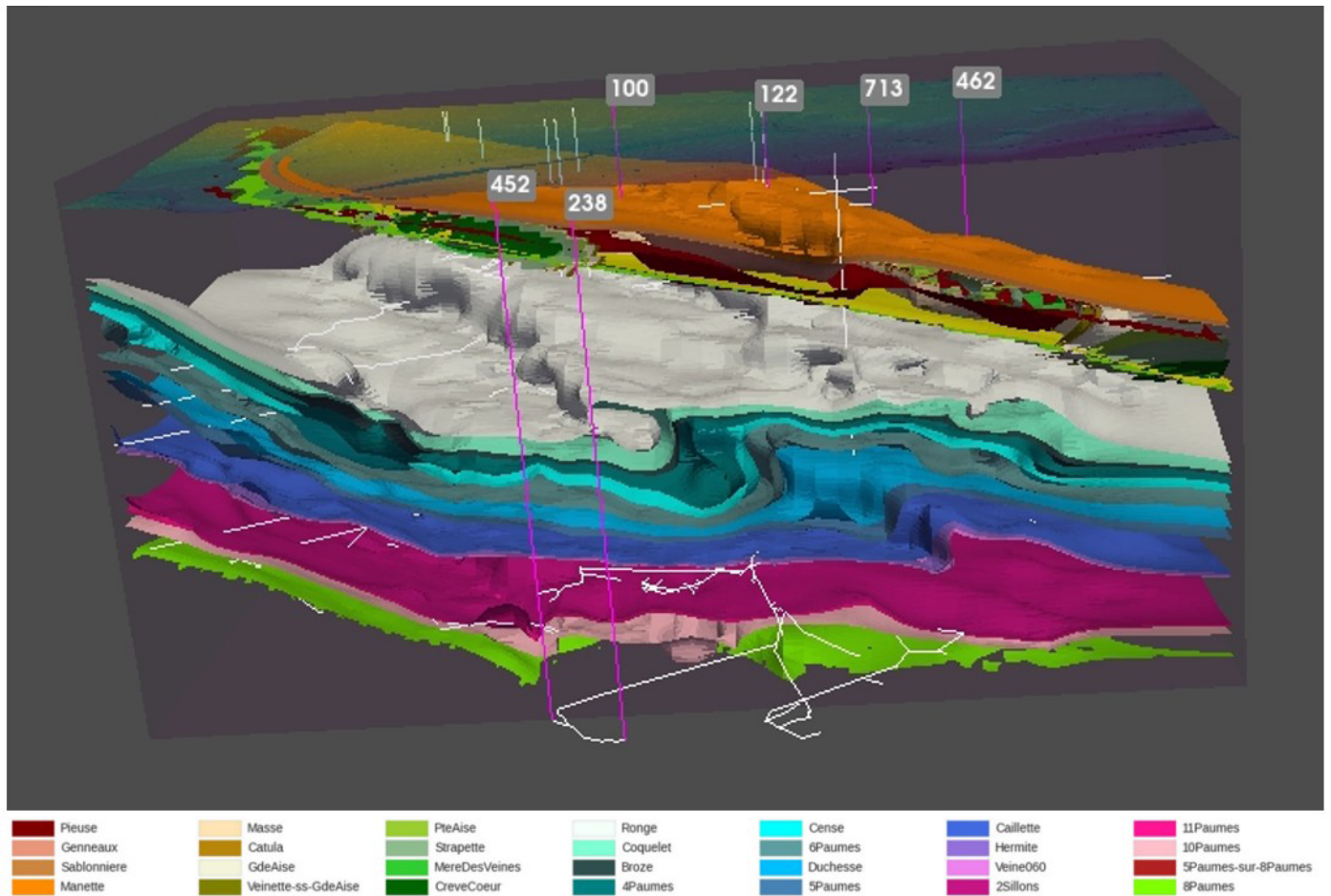


FIGURE 39 : VUE DE LA MODÉLISATION DES COUCHES DE CHARBON MODÉLISÉES.

La géométrie des panneaux exploités est reconstruite au départ du modèle géologique (cf. exemple en Figure 40 ci-dessous).

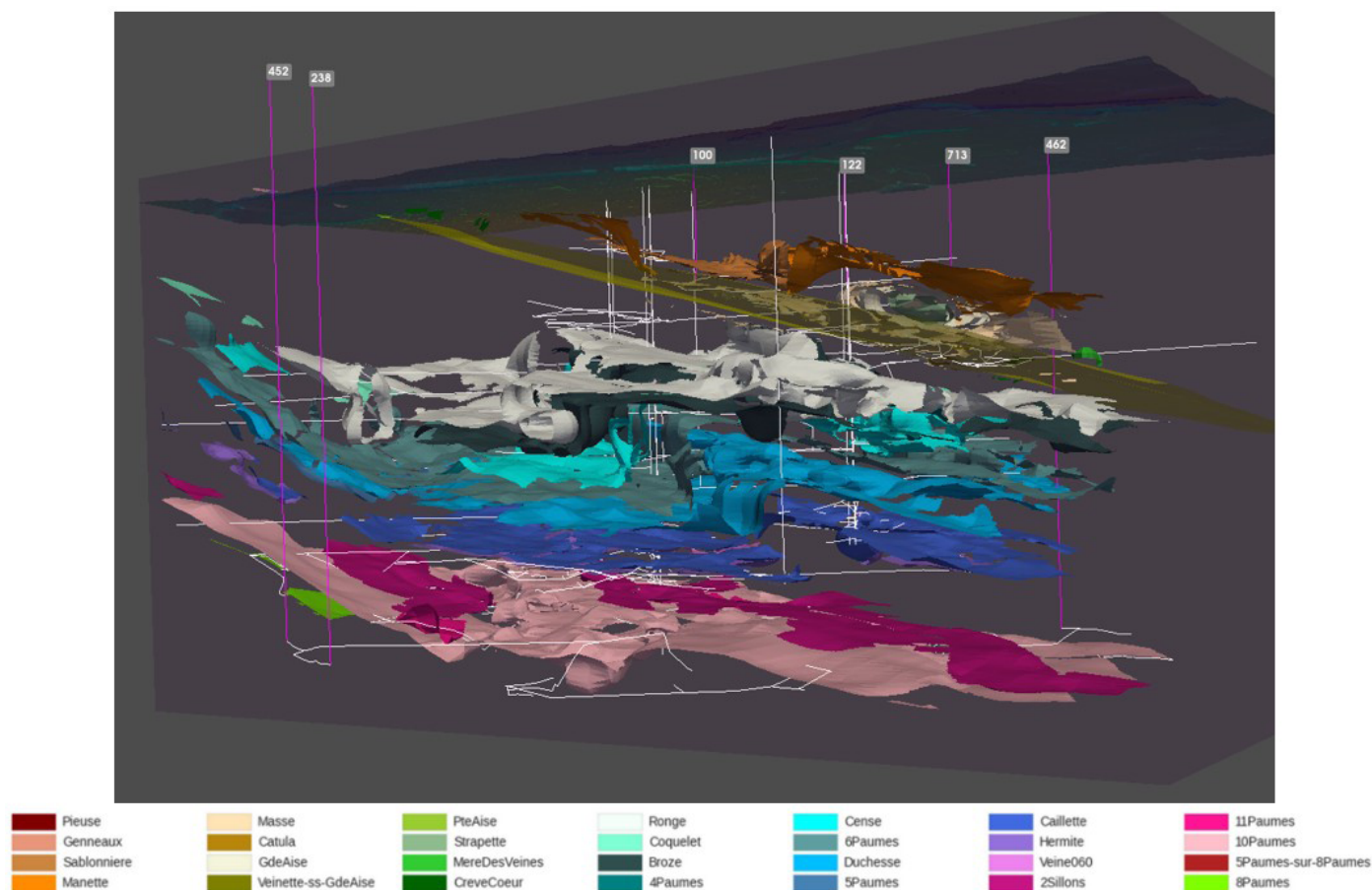


FIGURE 40 : VUE DE LA MODÉLISATION DES PANNEAUX EXPLOITÉS AVEC LE RÉSEAU DE PUIITS ET GALE-RIES.

2.6. Modélisations du comportement du réservoir minier

La réponse du réservoir minier à différents scénarios d'exploitation a été simulée. L'objectif était double : identifier l'emplacement optimal des puits du système Géomine et estimer la capacité géothermique du sous-sol ainsi que la performance du système à long terme pour répondre à des scénarios de demande réalistes. Des scénarii de sollicitation de référence ont donc été définis. Ces scénarios de demande, représentant les comportements et les besoins des prosommateurs ont été définis principalement sur la base des données fournies par les acteurs locaux.

Approches de modélisations

Deux approches de modélisation ont été retenues afin de prévoir le comportement du réservoir minier face aux scénarios 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.

Estimation du profil annuel de débit à fournir par le réservoir minier pour le stockage thermique

Pour les modélisations du cas du scénario de base présenté dans la section 2.3.6, la demande identifiée a été convertie en débit requis à extraire du sous-sol via les puits connectant le réseau au réservoir minier.

Notons que la totalité de la demande énergétique ne doit pas être satisfaite par le réservoir minier. En effet, une partie peut être couverte par les échanges d'énergie entre les prosommateurs. Seule la demande non équilibrée doit être fournie par la géothermie minière.

Ainsi, les volumes d'eau à produire et à réinjecter à partir de et dans la mine ont été calculés à partir de la demande énergétique totale des prosommateurs (demande cumulée des sept consommateurs identifiés) à laquelle on a soustrait la part couverte par les échanges entre prosommateurs.

D'autre part, il convient de rappeler que les profils réels de demande en énergie thermique des différents prosommateurs ne sont pas disponibles. Par conséquent, ces profils ont été estimés, produisant une série de profils virtuels utilisés pour simuler la demande annuelle.

La reconstruction de tels profils repose sur des hypothèses concernant la dépendance climatique des besoins en chaleur et en froid, en fonction de la température extérieure. Ces profils thermiques virtuels sont ensuite combinés aux puissances thermiques requises pour calculer les débits maximaux nécessaires en chauffage et en refroidissement.

Les débits d'eau chaude et froide à produire à partir de la mine sont déterminés en appliquant un bilan énergétique au système. Selon ce principe, la quantité totale d'énergie entrant dans le système doit être égale à la quantité totale d'énergie en sortant.

Les différents flux d'énergie au sein du système sont illustrés dans la Figure 41:

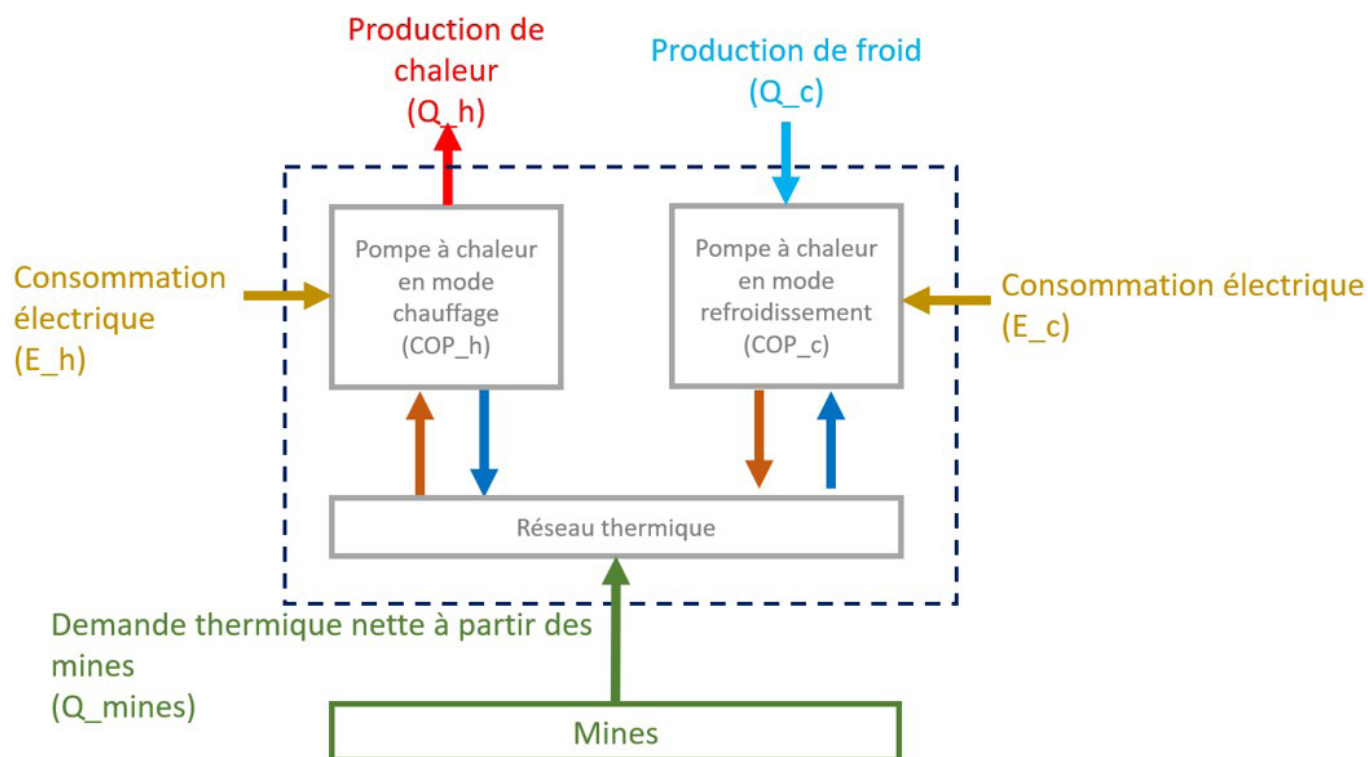


FIGURE 41 : FLUX D'ÉNERGIE AU SEIN DU SYSTÈME.

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 traduite en m^3/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 à produire et à réinjecter depuis et vers la mine sont présentés en Figure 42 à gauche, ils sont utilisés pour modéliser le cas du scénario de base pour représenter les sollicitations en termes de débit de production/injection à appliquer au réservoir minier.

L'analyse repose sur l'hypothèse que le système fonctionne en mode chauffage pendant 196 jours par an. Pendant cette période, l'eau chaude est extraite des zones profondes du réservoir minier, tandis que l'eau froide est réinjectée et stockée dans les couches peu profondes du réservoir.

Le reste de l'année, soit 169 jours, le système fonctionne en mode refroidissement. Dans ce cas, l'eau froide est extraite, et l'eau chaude est réinjectée et stockée dans la mine.

Les débits varient en fonction du mode de fonctionnement :

- En mode chauffage, le débit d'eau chaude atteint un maximum d'environ 55 m³/h.
- En mode refroidissement, le débit d'eau froide peut atteindre des pics allant jusqu'à 120 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.

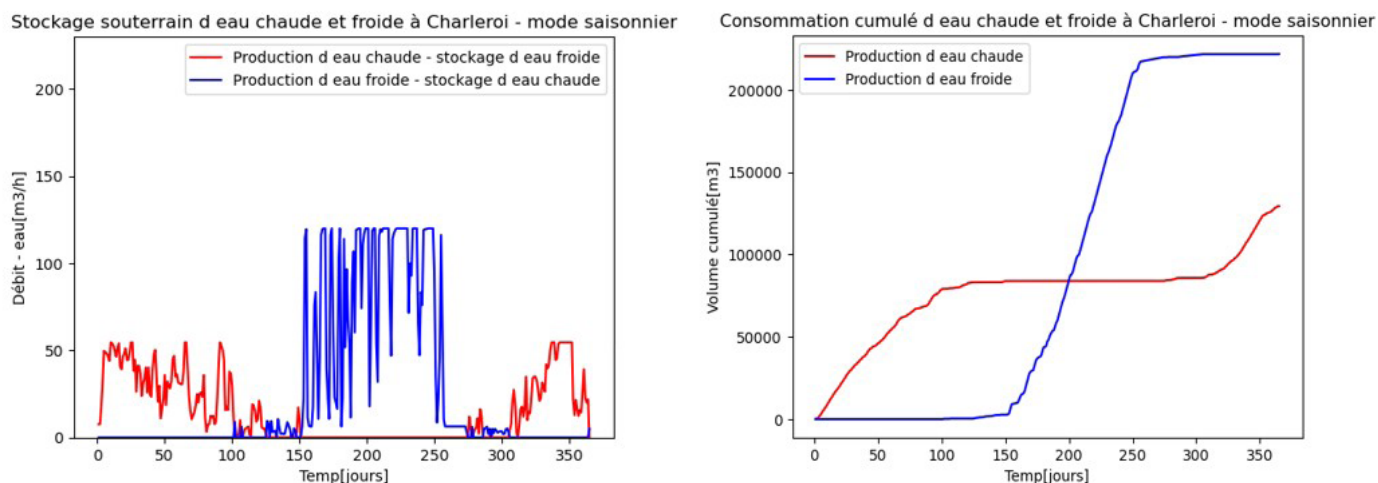


FIGURE 42 : DÉBITS ET VOLUMES PRÉVUS POUR LA PRODUCTION/STOCKAGE SOUTERRAIN D'EAU CHAUDE ET FROIDE PENDANT UN AN À CHARLEROI.

Sur une base annuelle, le système de stockage souterrain est déséquilibré. La quantité d'eau froide extraite (221 686 m³) dépasse significativement celle d'eau chaude extraite du réservoir (129 269 m³), comme illustré dans la Figure 42 (à droite).

Ce déséquilibre pourrait entraîner une percée d'eau chaude au niveau du puits producteur de froid. Dans un tel scénario, les pompes à chaleur devront consommer davantage d'énergie pour atteindre les températures nécessaires aux bâtiments. En effet, elles devront fonctionner avec une température d'eau froide qui augmentera progressivement avec le temps.

Une autre option pour rééquilibrer le système consisterait à collecter de l'énergie thermique supplémentaire en utilisant des capteurs de froid. Cependant, cette solution engendrerait des coûts supplémentaires.

Hypothèses de modélisations

La réponse du réservoir minier face aux scénarios 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.

2.6.1. Modèle avec écoulement principalement dans les galeries

Introduction

Dans le cas des modélisations avec écoulement principal dans les galeries, plusieurs données ont été utilisées : la géométrie de la mine, les techniques d'exploitation, les règles d'abandon, et la géologie locale. Ces informations ont servi à l'élaboration d'un modèle 3D du réservoir minier. Ce modèle a servi à simuler les chemins d'écoulement à travers la mine et à prédire les températures de production au fil du temps ainsi que les variations de pression au niveau des puits de production/injection. Ces modèles se concentrent sur le réseau de puits de mines et galeries minières uniquement et ne prennent pas en compte la roche encaissante ou les zones exploitées. Une version modifiée du logiciel open source EPANET a été utilisée pour cette 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 :

- Définir la localisation optimale des puits,
- Evaluer la faisabilité de stocker la chaleur et le froid avec les débits et températures d'injection prévus dans le cas du scénario de base,
- Evaluer 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). Il est conçu à l'origine pour étudier l'écoulement dans les canalisations. VITO l'a modifié pour modéliser le flux géothermique dans les mines abandonnées. Des fonctionnalités d'échange thermique ont été ajoutées en adaptant le module « Reactions ». Le logiciel permet ainsi de calculer la répartition des débits dans le réseau minier, les pertes de pression associées et le transfert de chaleur entre l'eau 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 des scénarios de production/stockage définis avec 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
- Etude 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 43 et Figure 44 montrent l'ancienne mine et les différentes composantes mentionnées.

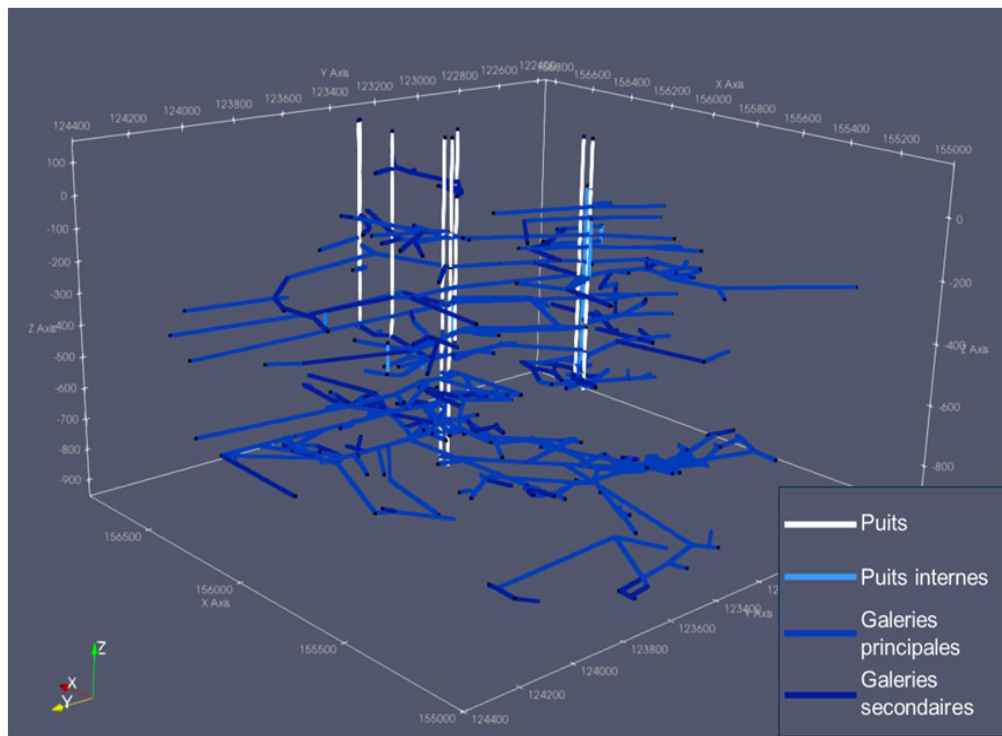


FIGURE 43 : VISUALISATION EN 3D DE L'ANCIENNE MINE SUR LE SITE PILOTE À CHARLEROI, UTILISÉ POUR LA MODÉLISATION DANS LE LOGICIEL EPANET.

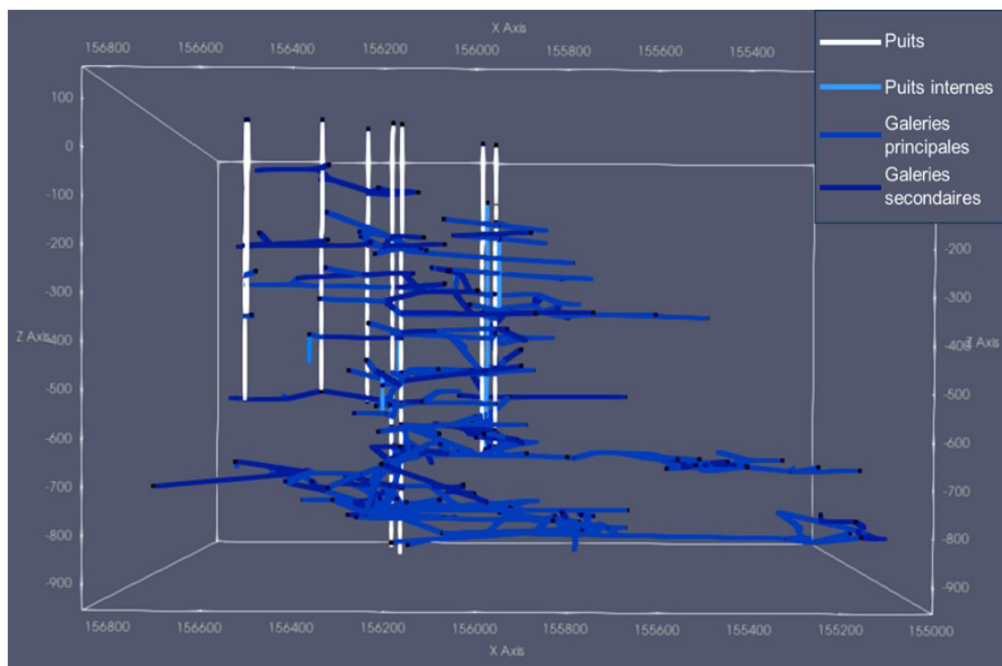


FIGURE 44 : VUE LATÉRALE DE L'ANCIENNE MINE SUR LE SITE PILOTE À CHARLEROI, UTILISÉ POUR LA MODÉLISATION DANS LE LOGICIEL EPANET.

Le Tableau 12 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 seront modélisés prenant en compte divers diamètres équivalents. Ces scénarii permettront 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 12 : 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 293322.4 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 190 000 m³. Ce volume varie selon la porosité considérée pour le matériau de remblai.

Conditions initiales

La température 'T' et la pression 'P' initiales dans le réservoir minier ont été calculées à l'aide des équations 1 et 2. Ces calculs se basent sur les paramètres suivants : l'élévation moyenne des terrains 's', la profondeur verticale sous le niveau de la mer 'prof' (considérée positive), la hauteur de la nappe phréatique moyenne 'h_{phr}' dans la zone d'intérêt, la température et la pression en surface ('T_s' et 'P_s') et les gradients de température $\frac{dT}{dz}$ et de pression $\frac{dP}{dz}$. Ces informations sont présentées dans le Tableau 13.

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

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

Élévation moyenne [m]	Élévation moyenne de la nappe phréatique** [m]	Gradient de température [°C/m]	Température / Pression à la surface [°C / pas]	Gradient de pression [Pas/m]
138	127.1	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 13 : 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 14. De plus, pour représenter les irrégularités des galeries liées à d'éventuels effondrements une rugosité hydraulique élevée a été considérée.

	Conductivité thermique [W/m- C°]	Capacité thermique [J/kg- C°]	Densité [kg/m ³]	Rugosité des conduits de la mine	Viscosité [cP]
Roche	2.78	900	2500	20	/
Eau	0.6	998.5	4200	/	1

TABLEAU 14 : PROPRIÉTÉS SUPPOSÉES POUR LA ROCHE ET L'EAU CIRCULANT DANS LA MINE.

Modélisations

Dans un premier temps, une série de modélisations a été réalisée afin de déterminer les emplacements optimaux des paires de puits nécessaires à l'exploitation du système GEOMINE.

Ensuite, la réponse à long terme du réservoir minier a été évaluée dans le cas du scénario de base. Une série de simulations reposant sur un système GEOMINE exploitant des paires de puits parmi les dix paires jugées optimales a été conduite. Les débits d'exploitation pris en compte sont ceux présentés en Figure 42.

Par la suite, une étude de sensibilité a été menée pour analyser l'effet de différentes valeurs de perméabilité des matériaux utilisés pour le remblaiement des puits de mine. Cette étude a également examiné l'impact des incertitudes liées aux caractéristiques géométriques du réservoir minier.

Les prévisions de températures de production calculées pour les différents scénarios sont utiles à l'évaluation économique du projet. La simulation comprend cinq cycles de stockage, correspondant à cinq années de prévisions de température de production et de pression au niveau des puits. Pendant le stockage, la température d'injection est fixée à 15 °C pour l'eau froide et à 32 °C pour l'eau chaude.

Définition de l'emplacement des puits du système Géomine 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.

La série de modélisations visant à définir l'emplacement des puits comprenait les étapes suivantes :

- **Définition et modélisation de multiples scénarios incluant la production d'eau chaude** à partir d'un puits profond puis réinjection d'eau froide (à 15 °C) dans un deuxième puits plus superficiel. Plusieurs combinaisons possibles de puits froids et de puits chauds ont été testées. La simulation est exécutée pour une période de 1 an, à un débit moyen de 49.5 m³/h, en considérant les puits de mine ouverts. Le scénario simule la production continue d'eau chaude à partir du réservoir minier sur cette durée. De plus, les puits peu profonds ciblent une profondeur de 100 m à 250 m et les puits profonds visent une gamme de profondeur de 800 m à 1100 m.
- **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 100 meilleures paires de puits pour la production d'eau chaude.** La simulation est exécutée pour une période de 1 an à un débit de fluide moyen équivalent à la période

de production à chaud (49,5 m³/h). Ces simulations sont réalisées en considérant des puits de mine ouverts à 100% ou à 5% afin de prendre en compte l'incertitude sur l'effet du remblaiement des puits.

- **Estimation complémentaire de la capacité de stockage de froid des meilleures paires de puits pour la production d'eau chaude.** Pour ce faire, un cycle complet de stockage de chaud et de froid est exécuté à un débit constant de 49,5 m³/h considérant des périodes consécutives de stockage de froid et de chaud de 180 jours. Les températures d'injection pendant le stockage de l'eau froide et de l'eau chaude sont de 15°C et 32°C, respectivement. Les 10 paires de puits présentant la meilleure capacité sont alors recommandées pour le forage, définissant ainsi l'emplacement des puits.

Pour prendre en compte l'incertitude liée au degré de remblaiement des puits de mine et son effet sur leur perméabilité le diamètre des puits de mine a été supposé égalé à 5m ou à 1.1m. Le nombre de simulations comprend 7000 permutations pour chaque scenario de diamètre des puits de la mine.

Résultats

Production d'eau chaude :

La quantité cumulée de chaleur délivrable, calculée pour les différentes paires de puits, est présentée en Figure 45.

Sur cette base, les meilleures paires de puits parmi les 100 premières ont été sélectionnées. L'analyse tient compte de deux scénarios de diamètre de puits : 5 m et 1,1 m, intégrant ainsi l'effet du matériau de remblaiement des puits de mine sur l'énergie produite.

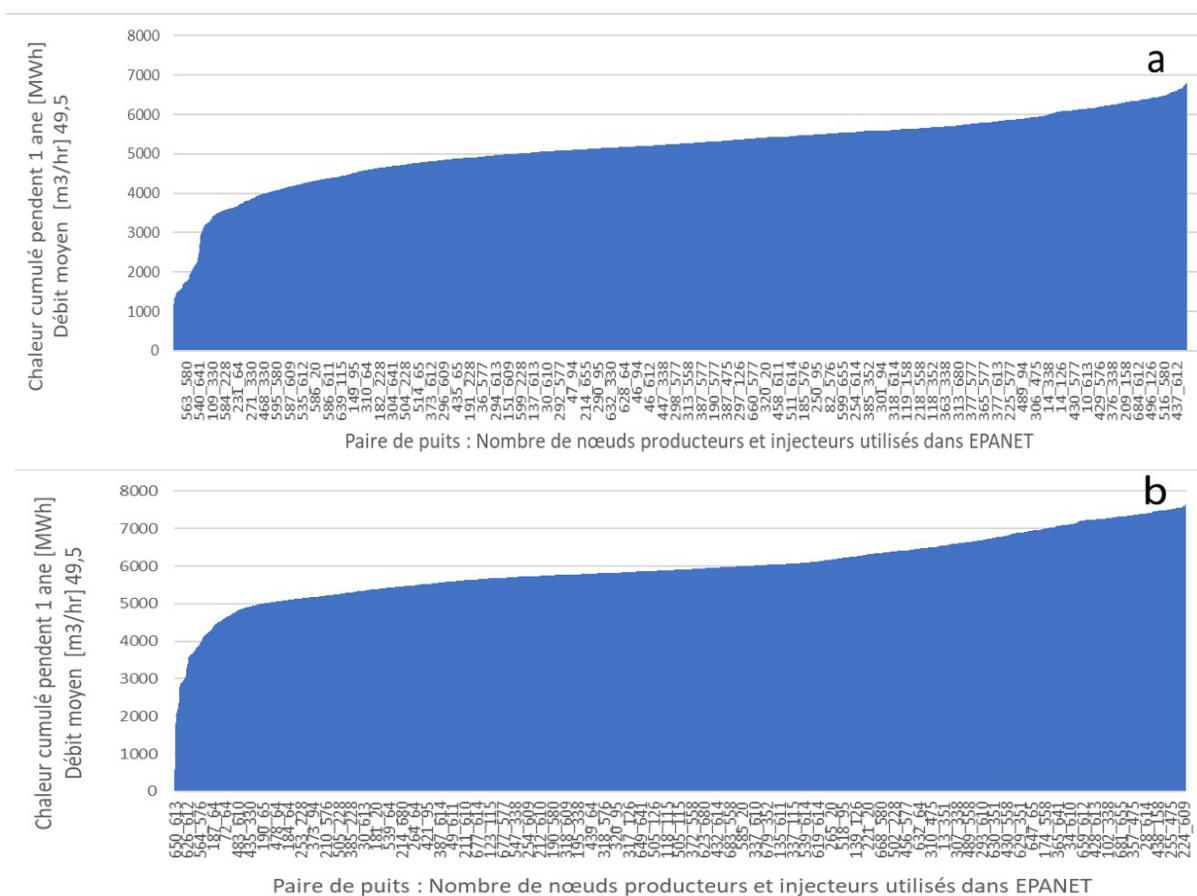


FIGURE 45 : RÉPARTITION DES PAIRES DE PUITS EN FONCTION DE L'ÉNERGIE PRODUITE. DIAMÈTRE DU PUITS 5 M (A) ET 1.1 M (B).

Cycle de stockage de froid et de chaud saisonnier :

Après avoir identifié les 100 paires de puits optimales pour la production de chaleur, un cycle complet de stockage saisonnier de chaud et de froid sur une durée d'un an a été simulé à un débit constant de 49,5 m³/h. Les résultats de ces simulations ont permis de sélectionner, parmi les 100 paires initiales, les 10 paires de puits offrant un stockage maximal de chaleur et de froid dans le réservoir minier. Ces paires sont présentées dans le Tableau 15.

Le classement des paires de puits tient compte de plusieurs critères :

- Temps avant percée thermique : Les paires avec une probabilité plus faible d'observer une percée thermique prématurée sont privilégiées.
- Variations de hauteur d'eau : Les paires présentant les variations de hauteur d'eau les plus faibles sont considérées comme plus favorables.

La probabilité d'observer une percée thermique prématurée pour une paire de puits donnée a été estimée en fonction de sa fréquence d'apparition dans le top 10 des scénarios testés.

Les emplacements des puits retenus sont illustrés en Figure 46 et Figure 47. Les puits chauds sont situés dans la partie la plus profonde de la mine, entre 900 m et 1 000 m de profondeur, au nord-ouest du site. À l'inverse, les puits froids sont recommandés au sud, à des profondeurs comprises entre 150 m et 250 m.

Identifiant** des paires de puits	Coordonnées du puits chaud				Coordonnées du puits froid			
	Probabilité *	X [m]	Y [m]	Z (TVD) [m]	X [m]	Y [m]	Z (TVD) [m]	Z TVDss [m]
238-713	Le plus probable	155095.7	124045.5	948.2	155839.1	122793	234	-96
452-713	Le plus probable	155208.1	124127.3	916.8	155839.1	122793	234	-96
452-100	Le plus probable	155208.1	124127.3	916.8	156116.8	123298.6	205	-67
238-100	Le plus probable	155095.7	124045.5	948.2	156116.8	123298.6	205	-67
238-686	Le plus probable	155095.7	124045.5	948.2	155837.2	122781.8	199	-61
452-686	Le plus probable	155208.1	124127.3	916.8	155837.2	122781.8	199	-61
238-99	Le plus probable	155095.7	124045.5	948.2	155974.5	122989.9	199	-61
452-99	Le plus probable	155208.1	124127.3	916.8	155974.5	122989.9	199	-61
462-122	Probable	155720.5	122616.8	993.1	155974.9	122989.3	234	-96
238-416	Probable	155095.7	124045.5	948.2	156574.7	123569.7	247	-109

* Probabilité d'observée la percée thermique (froid et chaud) la plus tardive

** Les noms de puits producteurs et injecteurs correspondent aux numéros des nœuds des puits dans EPANET

TDV : 'True vertical depth' : profondeur verticale pour une élévation moyenne de la surface de 138m,

TVDss : profondeur verticale sous le niveau de la mer

TABLEAU 15 : LISTE DES PAIRES DE PUIITS OPTIMALES (CHAUD ET FROID).

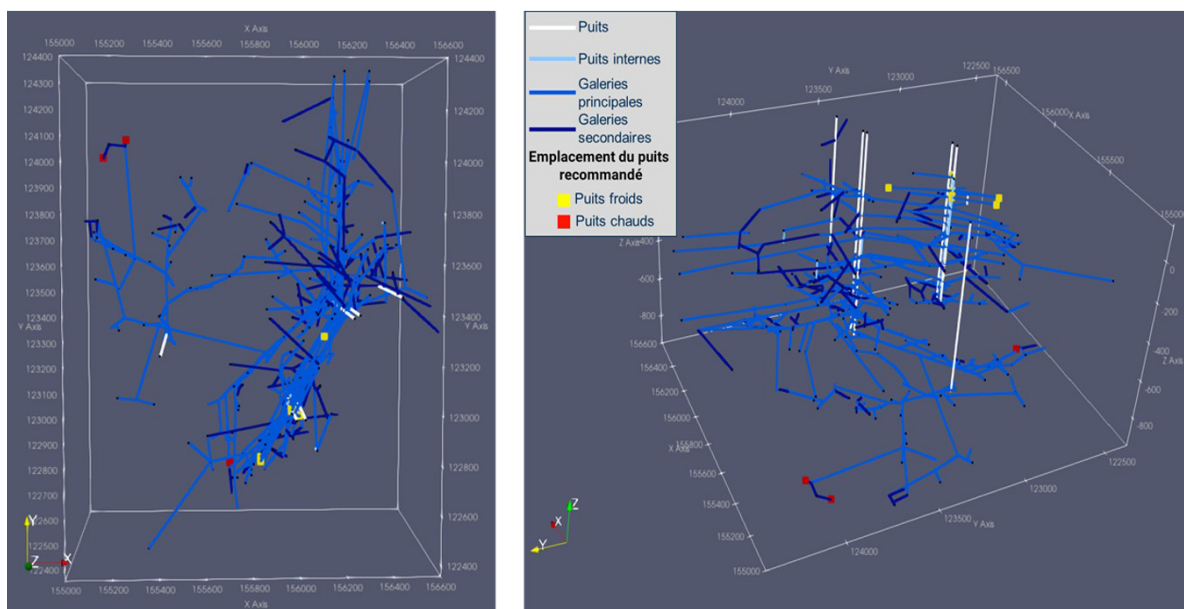


FIGURE 46 : EMBLEMENTS OPTIMAUX DES PUIITS CHAUD ET FROID. VUE D'EN HAUT (À GAUCHE) ET VUE 3D (À DROITE).

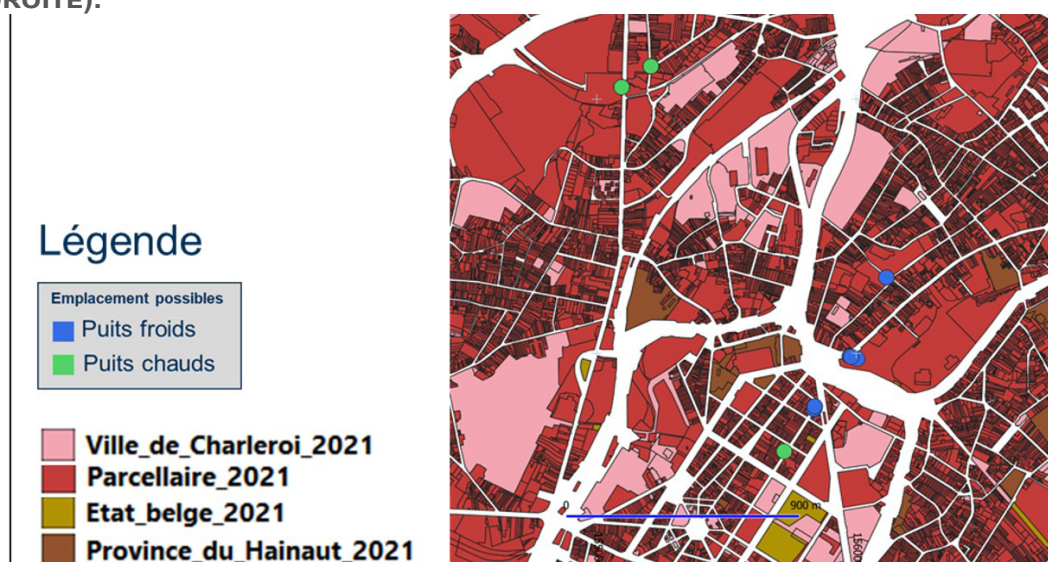


FIGURE 47 : EMBLEMENTS OPTIMAUX DES PUIITS CHAUD (VERT) ET FROID (BLEU) LOCALISÉS SUR LA CARTE DE LES PARCELLES À CHARLEROI (LECHAT J.). L'EMPLEMENT D'ÉFINITIF DES PUIITS COMPTE TENU DES RESTRICTIONS DE SURFACE SERA INDIQUÉ ULTÉRIEUREMENT.

Modélisation de la réponse du réservoir dans le cas du scenario de base défini

Une fois les 10 paires de puits optimales sélectionnées, la réponse du réservoir minier en température et pression a été estimée dans le cas du scenario de base. Les débits d'exploitation considérés sont ceux présentés en Figure 42. Dans tous les cas, une température de réinjection de 15 °C en hiver et de 32 °C en été a été fixée. Les températures de production et les variations de pression observées au niveau des puits du système sont analysées pour déterminer la capacité du réservoir.

Différentes valeurs de perméabilité du matériau de remblayage des puits de mine ont été testés. Ces variations sont considérées afin de comprendre l'impact de ce paramètre sur la capacité du réservoir à stocker l'énergie thermique.

Les modèles considèrent les cas suivants :

- les puits de mine sont totalement ouverts,
- les puits sont remblayés avec un matériau ayant une perméabilité de :
 - 1000 Darcies (10⁻² m/s)
 - 100 Darcies (10⁻³ m/s)
 - 10 Darcies (10⁻⁴ m/s).

Ces valeurs de perméabilité pour le matériau de remblayage sont basées sur les valeurs pour des matériaux correspondant aux formations de types Perméables dans le Tableau 16.

$K(m/s)$	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 16 : PERMÉABILITÉ DES SOLS EN FONCTION DU TYPE DE GRANULOMÉTRIE. POUR LA MODÉLISATION DE L'ÉCOULEMENT DANS LES PUIS DE MINE, LE MATÉRIAU DE REMBLAYAGE EST CONSIDÉRÉ APPARTENIR AUX FORMATIONS DE TYPE PERMÉABLES (WANKO, 2016) .

L'objectif de ces simulations est de prendre en compte et d'analyser l'effet du matériau de remblayage des puits de mine sur la performance du réservoir et donc du système GEOMINE.

En général, les 10 paires de puits sélectionnées (Tableau 15) présentent un comportement similaire en matière de température de production. Par conséquent, les résultats sont présentés à titre d'exemple pour une paire spécifique.

Résultats

La Figure 48 illustre les résultats pour la paire de puits 462/122. On y observe que la température de production du puits chaud varie de moins d'1 °C en mode chauffage. Cependant, au niveau du puits froid, la température de production augmente significativement. Elle passe de 15 °C à 23 °C lorsque les puits de mine sont remblayés, et jusqu'à près de 25 °C lorsque les puits sont complètement ouverts.

La

Par ailleurs, dans tous les cas modélisés, les températures hivernales de production des puits chauds restent supérieures à 30 °C pendant au moins les cinq premiers cycles. Cela démontre qu'il est possible de fournir la température requise pour le chauffage.

Néanmoins, une augmentation significative de la température est observée au niveau du puits froid dans tous les cas modélisés, passant de 15 °C à plus de 20 °C. Ce résultat n'est pas positif, car le système doit également fournir du refroidissement. Il est donc essentiel de comprendre les causes de ce réchauffement et d'explorer les moyens de le limiter.

De manière générale, la température de production au puits froid est principalement influencée par :

- Les volumes de fluide froid disponibles dans les zones de faible profondeur (<250 m).
- La capacité de recharge du réservoir considéré.

Ces facteurs restent déterminants quelle que soit l'approche de modélisation utilisée.

Dans le cas de l'approche de modélisation basée sur le modèle EPANET, le volume disponible dépend directement des caractéristiques de la mine intégrées au modèle. Ces caractéristiques incluent les volumes des galeries et des puits digitalisés. À Charleroi, en se basant sur les cartes disponibles et leur qualité, le volume de galeries recensées à faible profondeur (>250 m) est limité.

Ceci signifie que les volumes disponibles pour produire ou stocker du froid à faible profondeur sont aussi réduits considérablement. Le réchauffement de la température de production au puits froid résulte directement de cette limitation.

Une manière d'augmenter le volume disponible pour le stockage à faible profondeur est de prendre en compte l'effet de la roche perméable dans laquelle les galeries et les panneaux ont été exploités. La présence de la roche perméable et son impact sur les échanges thermiques et de fluides sont pris en compte par la deuxième approche de modélisation. Ce point est donc exploré dans le Modèle hydrogéologique ATES.

Concernant la pression, celle observée au niveau des puits froids proposés est impactée par l'état des puits de mine (ouverts ou remblayés). Si les puits sont considérés comme ouverts, il n'y a pas de changements majeurs de pression au niveau des puits de production et d'injection mais si les puits miniers sont considérés comme remblayés, les changements de pression ' dP_{well} ' deviennent importants car la perméabilité du matériau remblayé influence l'écoulement dans le réservoir.

$$dP_{well} = P_{well\ t>0} - P_{well\ initial} \quad \text{Équation 3}$$

Où :

$P_{well\ t>0}$: Pression du puits lors de l'injection ou de la production ' dP_{well} ' : Changements de pression
 $P_{well\ initial}$: Pression du puits initiale

Au niveau du puits froid, lors des périodes de production, pour la paire de puits 462-122, on observe un changement de pression maximum de 3 m de colonne d'eau pour une perméabilité de 1000 Darcies, de 30 m pour une perméabilité de 100 Darcies, et de 400 m pour une perméabilité de 10 Darcies (Figure 49).

Lors de la phase d'injection, la variation de pression est plus importante en raison des débits plus élevés. Étant donné que la profondeur de forage des puits froids devrait se situer entre 150 et 250 mètres, un changement de pression acceptable doit être nettement inférieur à ces valeurs. La variation maximale acceptable sera fonction de la profondeur de la nappe phréatique.

Si lors de la phase exploratoire il est conclu que des perméabilités égales ou supérieures à 1000 Darcies sont représentatives de la perméabilité des puits de mine, les débits requis pour le scénario de base (Figure 49) semblent atteignables. En effet, les variations de pression restent faibles (< 25 mètres pendant la production d'eau froide). Dans le cas contraire, des débits plus faibles devront probablement être envisagés afin de limiter les variations de pression au niveau de ce puits.

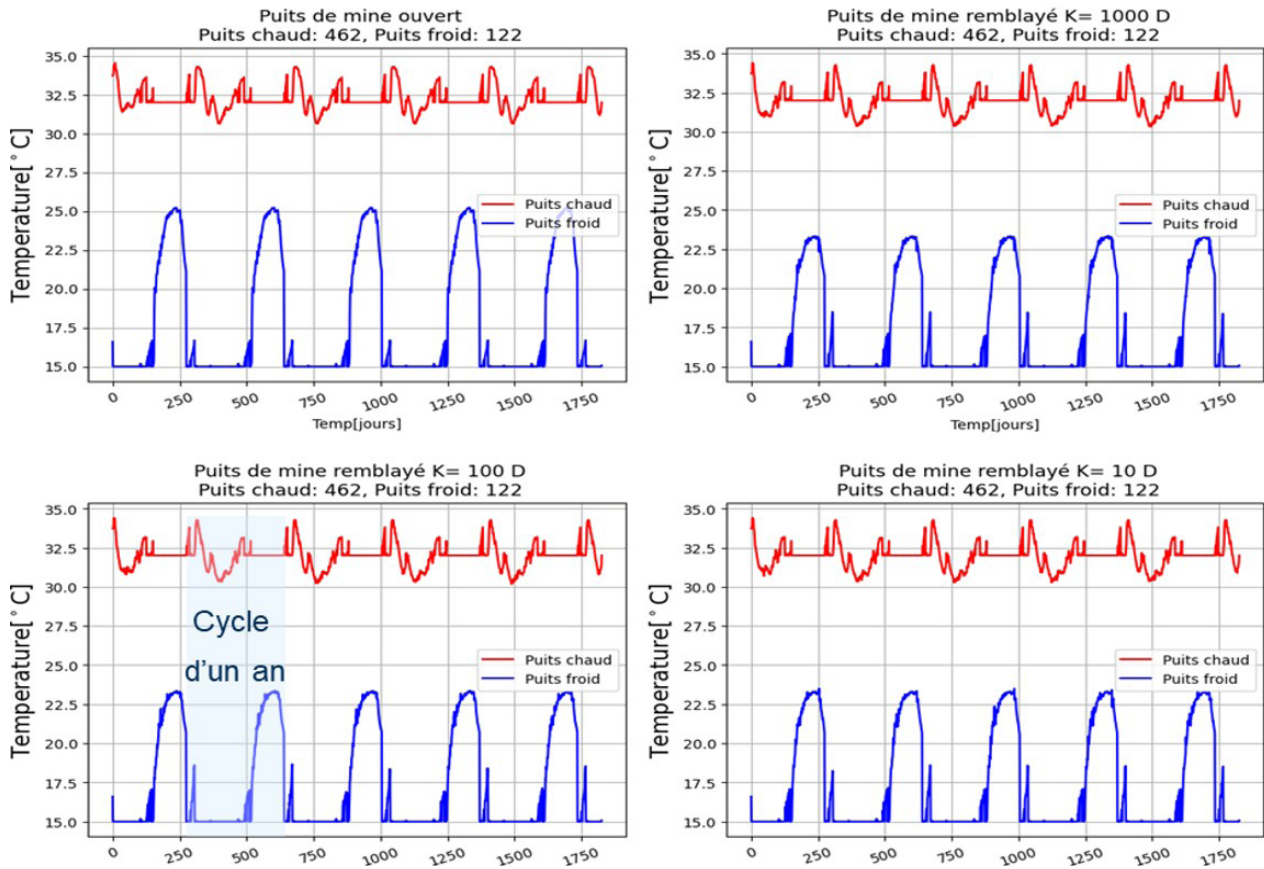


FIGURE 48 : PRÉDICTION DE LA TEMPÉRATURE DE PRODUCTION (FROIDE ET CHAUDE) PENDANT 5 CYCLES DE STOCKAGE (CAS DE LA PAIRE DE PUIITS : 462/122). DIFFÉRENTES VALEURS DE PERMÉABILITÉ SONT CONSIDÉRÉES POUR LE MATÉRIAU DE REMBLAYAGE DES PUIITS DE MINE AINSI QUE LE CAS DE PUIT DE MINE OUVERT (NON REMBLAYÉ).

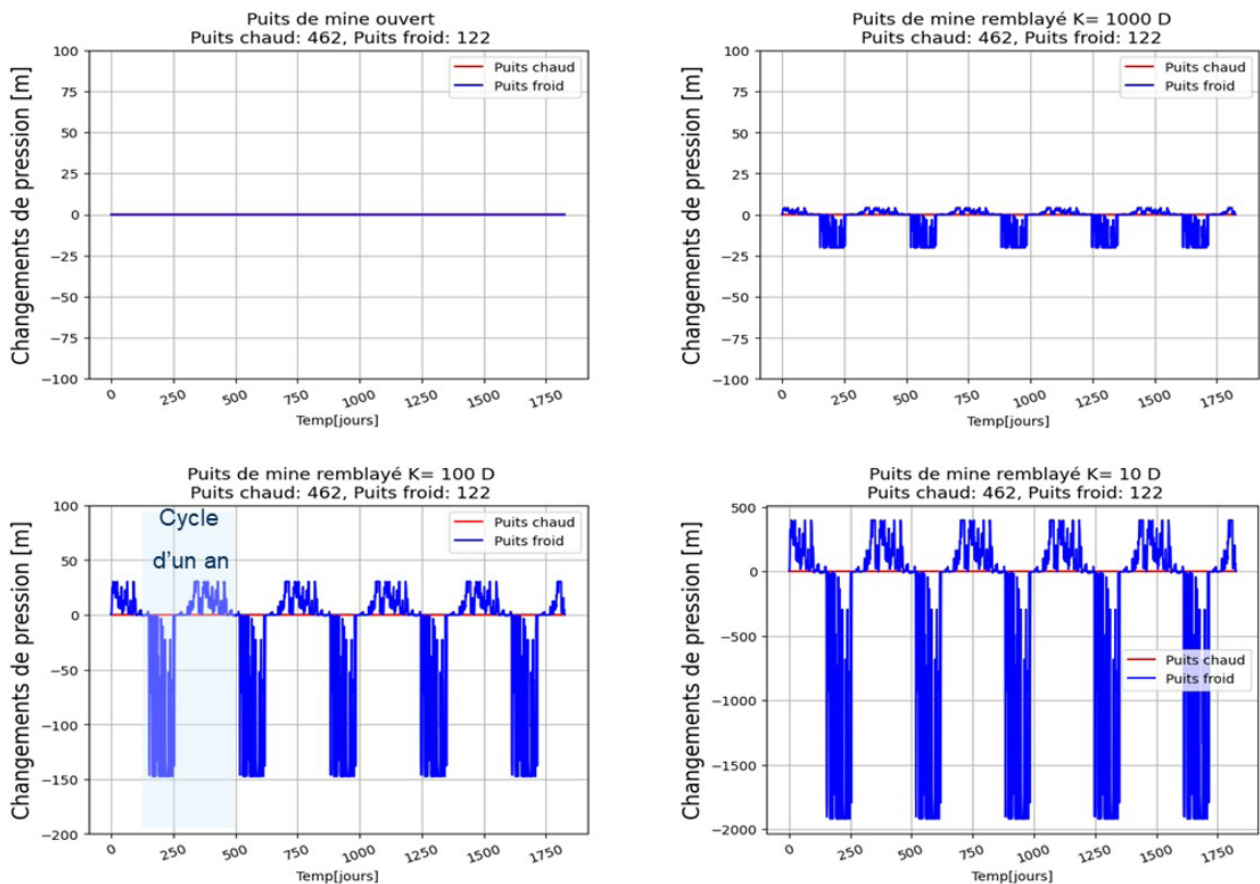


FIGURE 49 : PRÉDICTION DU CHANGEMENT DE PRESSON AU NIVEAU DES PUIITS DU SYSTÈME PENDANT 5 CYCLES DE STOCKAGE (CAS DE LA PAIRE DE PUIITS : 238/713). DIFFÉRENTES VALEURS DE PERMÉABILITÉ

SONT CONSIDÉRÉES POUR LE MATÉRIAU DE REMBLAYAGE DES Puits DE MINE AINSI QUE LE CAS DE PUIT DE MINE OUVERT (NON REMBLAYÉ). LES CHANGEMENTS DE PRESSION NÉGATIVE CORRESPONDENT AUX PÉRIODES DE PRODUCTION TANDIS QUE LES CHANGEMENTS POSITIFS CORRESPONDENT AUX PÉRIODES D'INJECTION.

Comparaison entre la demande énergétique et l'énergie fournie par la mine

La quantité de chaleur et de froid délivrable à partir du réservoir minier a été estimée à partir des débits de production et des températures de production présentées en Figure 48. Elle a ensuite été comparée à la demande pour les différents scénarios de conductivité hydraulique de puits de mine envisagés.

Pour cet exercice, la valeur maximale de changement de pression autorisée dans les puits chaud et froid a été fixée à 100 m. La profondeur de puits froid étant inférieure à 250 m, ce changement de pression (arbitraire) garantit que la pompe du puits froid reste submergée pendant l'opération de production. Ce dP_{max} impose les limites des débits de production de chaleur et de froid. La quantité de chaleur et de froid pouvant être produite en prenant ce critère en compte est présentée en Figure 50 à Figure 55 pour les différents cas considérés.

Dans le cas où les puits de la mine ont une perméabilité équivalente de 1000 Darcies ou plus, les débits de fluide ne sont pas affectés par les limitations de pression. Dans ce cas, la demande de chaleur est presque entièrement couverte (Figure 50). Néanmoins, la demande de froid n'est pas couverte en raison de la température de production élevée au niveau du puits froid (Figure 51).

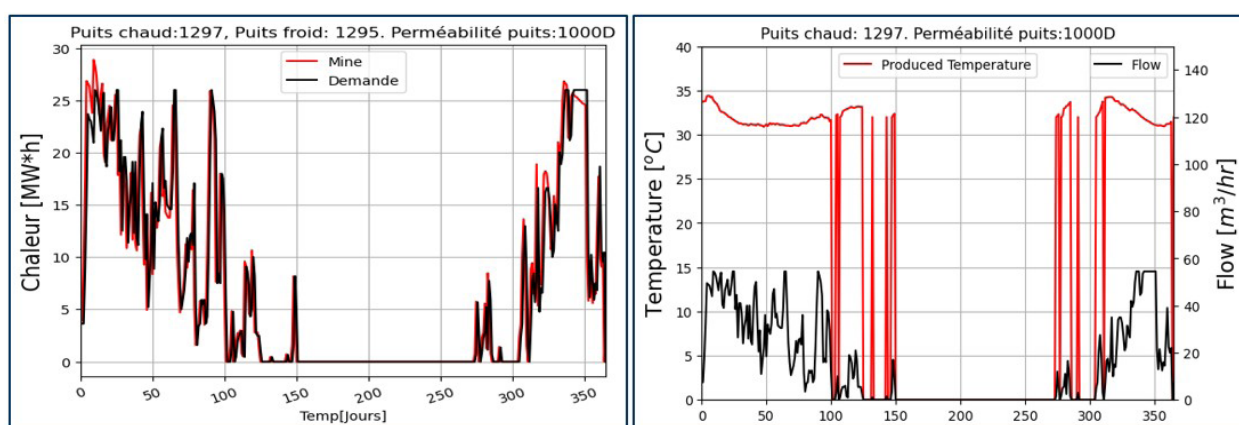


FIGURE 50 : COMPARAISONS ENTRE LA CHALEUR DEMANDÉE ET LA CHALEUR PRODUITE PAR LE SYSTÈME GEOMINE (À GAUCHE). TEMPÉRATURE D'EAU CHAUDE PRODUITE (DROITE). HYPOTHÈSE : Puits DE MINE OUVERTS OU REMBLAYÉS AVEC UNE PERMÉABILITÉ DE 1000 DARCIÉS. LES DÉBITS DES FLUIDES D'INJECTION ET DE PRODUCTION NE SONT PAS LIMITÉS PAR LE CRITÈRE DE CHANGEMENT DE PRESSION.

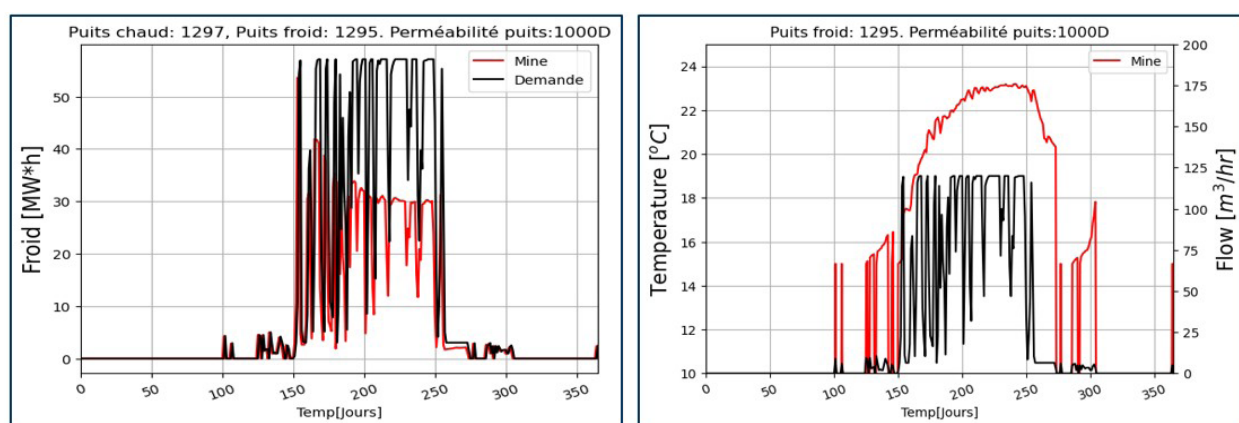


FIGURE 51 : COMPARAISONS ENTRE LE FROID DEMANDÉ ET LE FROID PRODUIT PAR LE SYSTÈME GEOMINE (À GAUCHE). TEMPÉRATURE D'EAU FROIDE PRODUITE (DROITE). HYPOTHÈSE : Puits DE MINE OUVERTS OU REMBLAYÉS AVEC UNE PERMÉABILITÉ DE 1000 DARCIÉS. LES DÉBITS DES FLUIDES D'INJECTION ET DE PRODUCTION NE SONT PAS LIMITÉS PAR LE CRITÈRE DE CHANGEMENT DE PRESSION.

Si la perméabilité des puits de mine est équivalente à 100 Darcies, le système sera limité à un débit de fluide maximum de 100 m³/h, ce qui réduit la capacité de refroidissement du système (Figure 52 et Figure 53). Enfin, si la perméabilité de ces puits est de l'ordre de 10 Darcies, le débit maximum de fluide acceptable est de l'ordre de 10 m³/h seulement, ce qui impacte fortement la capacité de production de chaleur et de froid du système (Figure 52 et Figure 53).

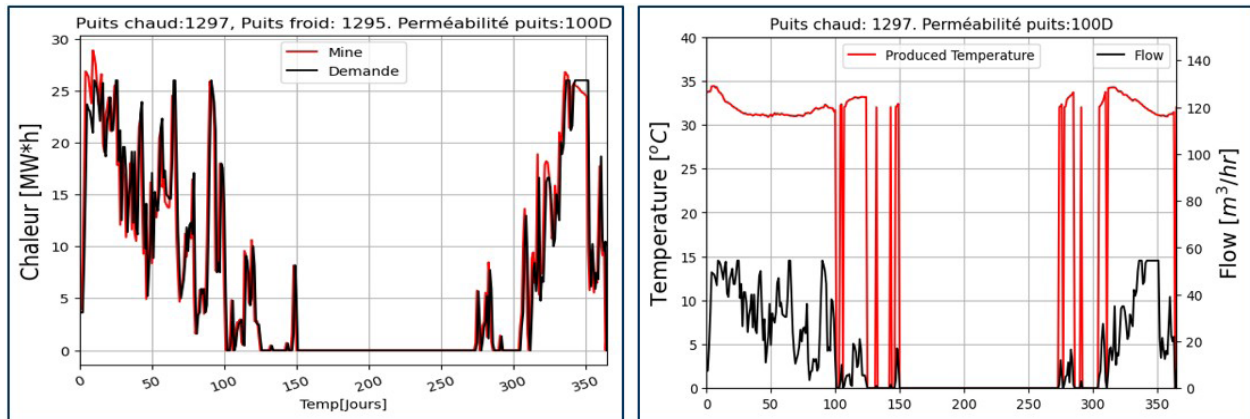


FIGURE 52 : COMPARAISONS ENTRE LA CHALEUR DEMANDÉE ET LA CHALEUR PRODUITE PAR LE SYSTÈME GEOMINE (À GAUCHE). TEMPÉRATURE D’EAU CHAUDE PRODUITE (DROITE). HYPOTHÈSE : PUIITS DE REMBLAYÉE, PERMÉABILITÉ 100 DARCIES, DELTA DE PRESSION MAXIMALE DANS LES PUIITS ‘DPMAX’ : 100 M ET DÉBIT MAXIMALE ÉQUIVALENTE : 100 M³/HR.

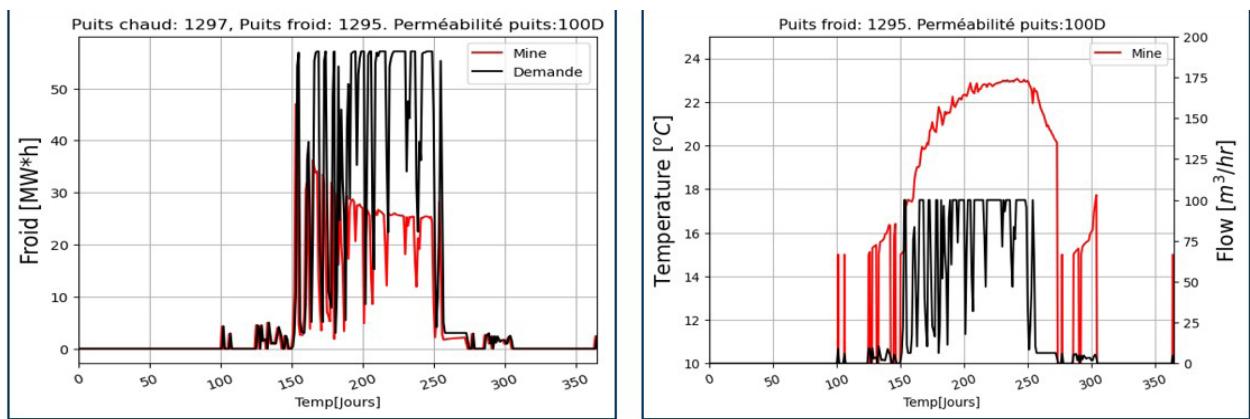


FIGURE 53 : COMPARAISONS ENTRE LE FROID DEMANDÉ ET LE FROID PRODUIT PAR LE SYSTÈME GEO- MINE (À GAUCHE). TEMPÉRATURE D’EAU FROIDE PRODUITE (DROITE). HYPOTHÈSE : PUIITS DE REMBLAYÉE, PERMÉABILITÉ 100 DARCIES, DELTA DE PRESSION MAXIMALE DANS LES PUIITS ‘DPMAX’ : 100 M ET DÉBIT MAXIMALE ÉQUIVALENTE : 100 M³/HR.

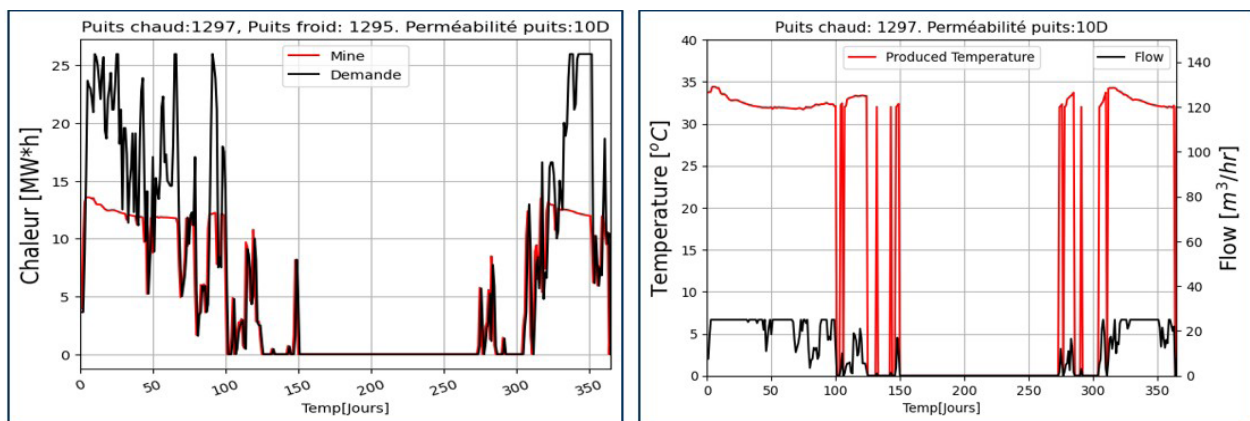


FIGURE 54 : COMPARAISONS ENTRE LA CHALEUR DEMANDÉE ET LA CHALEUR PRODUITE PAR LE SYSTÈME GEOMINE (À GAUCHE). TEMPÉRATURE D’EAU CHAUDE PRODUITE (DROITE). HYPOTHÈSE : PUIITS DE REMBLAYÉE, PERMÉABILITÉ 10 DARCIES, DELTA DE PRESSION MAXIMALE DANS LES PUIITS ‘DPMAX’ : 10 M ET DÉBIT MAXIMALE ÉQUIVALENTE : 10 M³/HR.

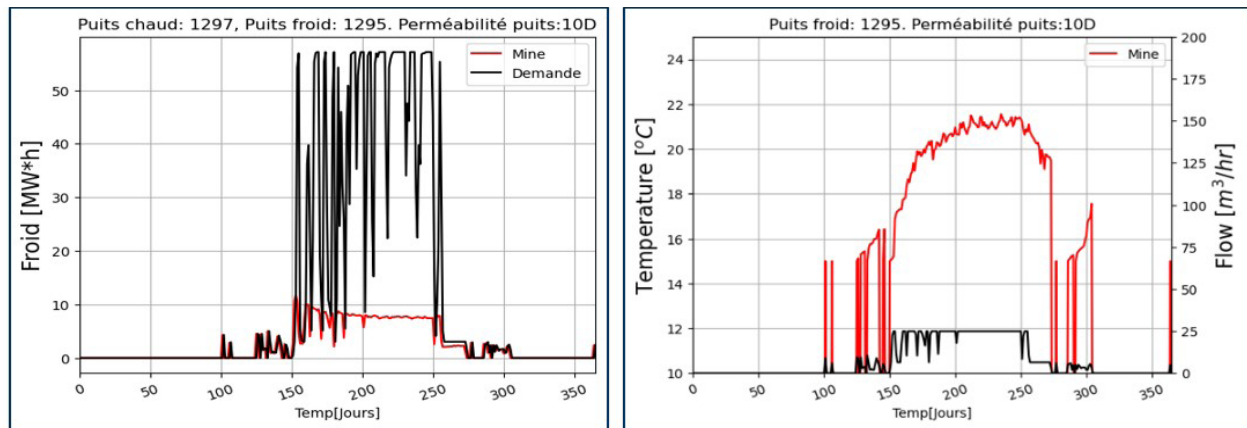


FIGURE 55 : COMPARAISONS ENTRE LE FROID DEMANDÉ ET LE FROID PRODUIT PAR LE SYSTÈME GÉOMINE (À GAUCHE). TEMPÉRATURE D'EAU FROIDE PRODUITE (DROITE). HYPOTHÈSE : PUIXS DE REMBLAYÉE, PERMÉABILITÉ 10 DARCIÉS, DELTA DE PRESSION MAXIMALE DANS LES PUIXS 'DPMAX' : 10 M ET DÉBIT MAXIMALE ÉQUIVALENTE : 10 M³/HR.

En résumé, les résultats de la modélisation avec écoulement principalement dans les galeries montrent que la perméabilité équivalente des puits de mines pourra être un paramètre déterminant la faisabilité technique du système. Si la perméabilité du matériau de remblayage des puits de mine est égale ou inférieure à 100 Darcies et que le système hydraulique se limite uniquement aux galeries décrites jusqu'à présent, ils montrent qu'il ne serait pas possible de répondre à la demande globale estimée pour ce site.

Etude de sensibilité

En plus des scénarios présentés dans les sections précédentes, une étude de sensibilité a été réalisée. Elle a pour objectif d'évaluer l'impact, sur la capacité du réservoir minier, du volume de fluide disponible à faible profondeur ainsi que celui d'un scénario présentant une demande en froid réduite. Enfin, l'impact de la connectivité du réservoir a été analysé en prenant en compte la présence d'un puits permettant de connecter les parties profondes et superficielles de la mine.

Cette étude de sensibilité permet de déterminer l'influence de ces facteurs sur les résultats du modèle et notamment d'identifier les paramètres critiques influençant les températures de production du puits froid et les changements de pression au niveau des puits. Les risques de ne pas avoir une capacité de refroidissement suffisante ou de devoir réduire les débits de production sont ainsi estimés. Les résultats permettent aussi de comprendre s'il existe des stratégies pour mitiger ces risques.

Cas prenant en compte des volumes complémentaires à faibles profondeurs

Comme mentionné précédemment, des incertitudes existent quant à la présence de volumes de fluide complémentaires à faible profondeur, non pris en compte lors de la digitalisation des travaux miniers. De même la connectivité entre ces travaux et le reste du réservoir est une source d'incertitude.

Un premier cas a donc été considéré afin de comprendre quel serait l'effet de volumes additionnels de fluide disponibles à faibles profondeurs (<250m) sur la capacité à fournir de la chaleur et du froid. De tels volumes seraient alors associés à la présence de panneaux ou galeries additionnels par rapport à ceux pris en compte dans le scénario de base.

Ce scénario est réaliste car il est probable que des panneaux et galeries inconnus existent à faible profondeur, là où se situent la plupart des travaux miniers non documentés. Ces travaux correspondent aux premières périodes d'exploitation, lorsque l'extraction se faisait dans les couches su-

perficielles de charbon sans qu'un registre des travaux miniers ne soit tenu. Notons que ces panneaux et galeries non répertoriés ont aussi le potentiel de connecter hydrauliquement les puits de la mine, ce qui pourrait améliorer la réponse thermique et réduire les changements de pression au niveau des puits.

Pour simuler ce scénario, un réseau de galeries hypothétiques de 5 m de diamètre connectant les différents puits de mine à faible profondeur a été modélisé avec EPANET (Figure 56). Le volume supplémentaire de ce réseau est de l'ordre de 10 000 m³, soit 3 % du volume total du système minier.

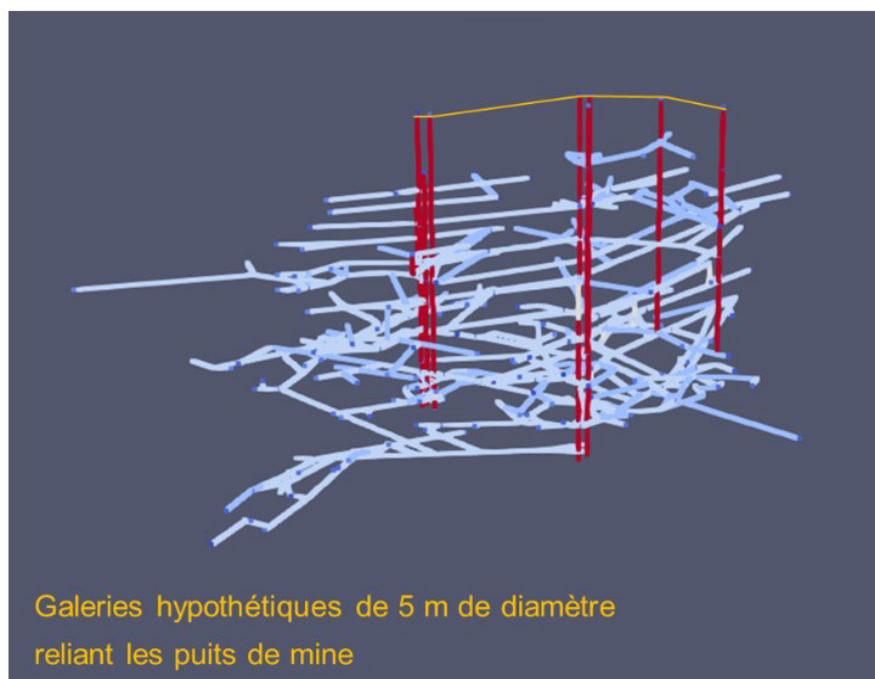


FIGURE 56 : REPRÉSENTATION DES TRAVAUX NON RÉPERTORIÉS PEU PROFONDS VIA UN RÉSEAU DE GALERIES HYPOTHÉTIQUE (SEGMENT JAUNE).

La comparaison des performances du système avec et sans ce réseau hypothétique de galeries peu profondes est présentée en Figure 57. Les résultats confirment que la présence de travaux peu profonds connectant les différents puits de mine pourrait avoir un impact significatif sur les changements de pression et les températures de production.

Par exemple, la température de production du puits froid pourrait être inférieure à celle du cas de référence (20°C contre 22,5°C au maximum respectivement). Cette température reste supérieure à la température cible requise pour le refroidissement (15°C), mais si d'autres travaux et volumes sont présents, cette température pourrait diminuer davantage, rendant le système plus attrayant. A noter que la température du puits chaud diminue légèrement dans ce cas de figure, restant cependant dans la gamme de température adéquate pour la production de chaud.

La présence potentielle de ces travaux impacte également les variations de pression dans les puits. Dans le cas modélisé, une réduction des variations de pression dans le puits froid est observée, le changement de pression passant d'un maximum de 300 m à 100 m, rendant ainsi le projet techniquement faisable.

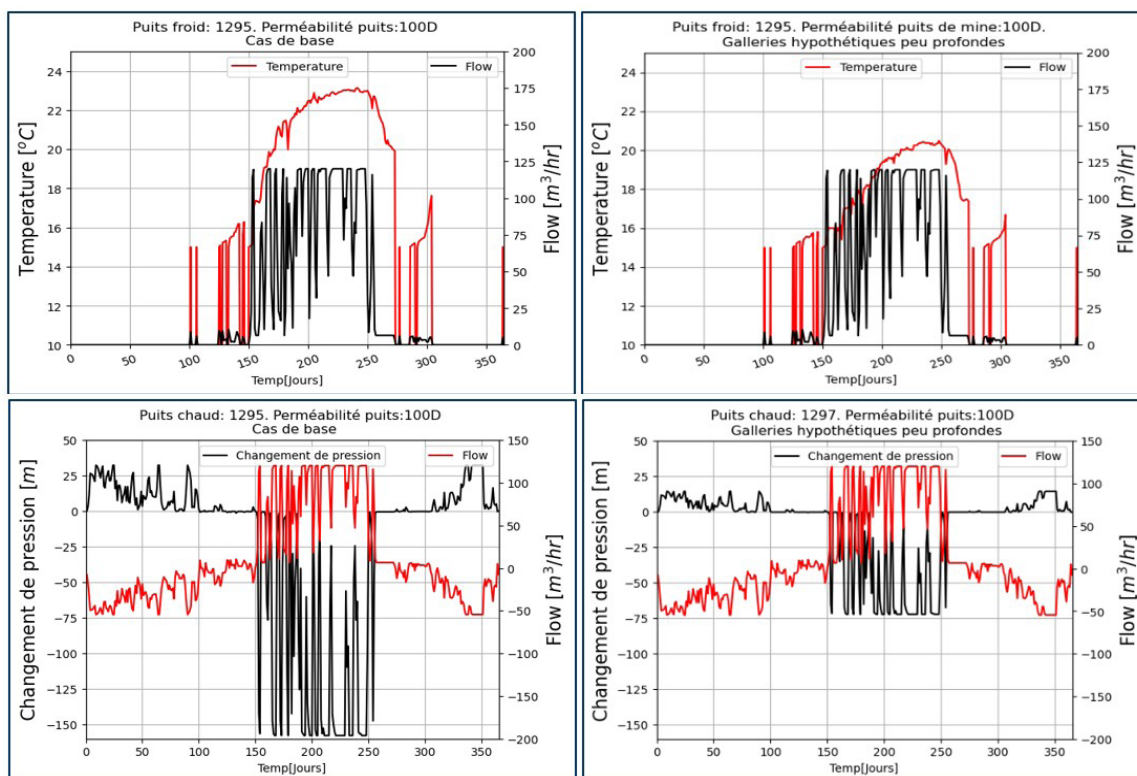


FIGURE 57 : IMPACT DES TRAVAUX PEU PROFONDS HYPOTHÉTIQUES SUR LA TEMPÉRATURE DE PRODUCTION ET LES VARIATIONS DE PPRESSION DANS LES PUITS.

Cas où la demande de froid est limitée à un pourcentage de la demande de froid globale

La capacité de refroidissement de la mine étant inférieure à la demande (Figure 53), des scenarios complémentaires ont été modélisés pour évaluer la part de la demande en froid qui pourrait être satisfaite par le réservoir minier dans le cas du modèle EPANET de base.

Le débit d'extraction a été varié au niveau du puits froid afin de comprendre l'effet de ce dernier sur la température de production. Trois cas de débit maximal d'extraction au puits froid ont été définis : 50 m³/h, 35 m³/h et 20 m³/h. Le réseau original a été pris en compte avec les puits remblayés. La perméabilité du matériau de remblai est fixée à 100 Darcies.

Les résultats montrent que la réduction du débit maximal du puits froid entraîne une diminution de la température (Figure 58). Cependant, malgré cette réduction la température de production reste trop élevée par rapport à la température de production souhaitée (~15 °C). En effet, même en réduisant le débit maximal d'extraction à 20 m³/h la température de production du puits froid est d'environ 20,5°C.

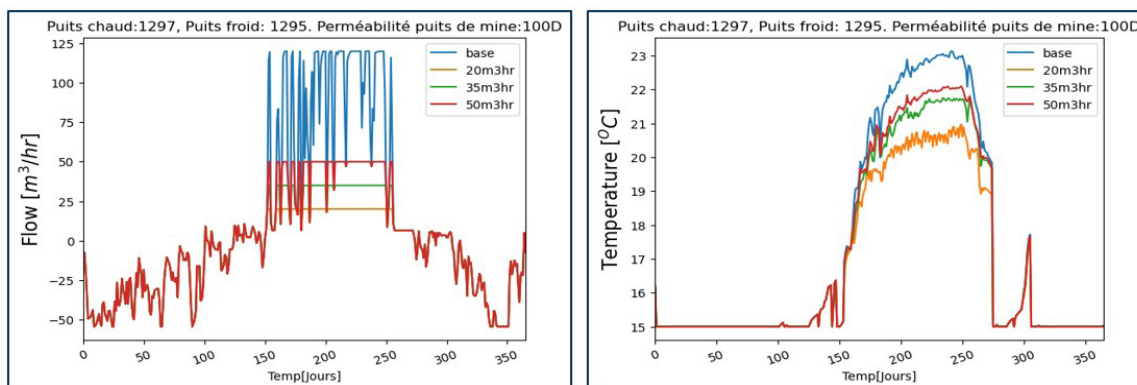


FIGURE 58 : EFFET DE LA RÉDUCTION DU DÉBIT MAXIMAL D'EXTRACTION D'EAU FROIDE SUR LA TEMPÉRATURE DE PRODUCTION DU PUITS FROID, EN CONSIDÉRANT LE PUITS COMME REMBLAYÉ (100 DARCIES). LES DÉBITS PENDANT LA PÉRIODE D'EXTRACTION SONT POSITIFS.

Effet d'un puits artificiel permettant d'augmenter la connectivité du réservoir

Enfin, les changements de pression importants lors de l'injection ou la production de fluide mis en évidence par les modèles initiaux (Figure 49) représentent un risque pour la faisabilité technique d'un projet de géothermie minière. L'effet d'un puits, foré dans l'intention de faciliter la communication hydraulique entre les galeries profondes et peu profondes a donc été évalué.

L'emplacement de ce puits hypothétique est présenté dans la Figure 59, et ses points d'intersection avec les galeries sont indiqués dans le Tableau 17. La trajectoire du puits est conçue pour connecter des galeries situées à plus de 800 m de profondeur à d'autres situées à 400 m de profondeur. Ainsi, une section verticale importante des puits remblayés est contournée. L'effet de ce puits sur la pression et la température de l'eau froide et chaude a été évalué dans le cas où la perméabilité des puits remblayés est de 100 Darcies.

	Coordonné de galeries traversé pour le puits suggéré			
Nœuds EPANET	X	Y	Z [m TVDss]	Well Diamètre [cm]
7	156004.2	124064.4	-406.0	40
129	155978.8	124211.3	-862.1	40

TABLEAU 17 : CARACTÉRISTIQUES DU PUIS SUGGÉRÉ POUR AMÉLIORER LA COMMUNICATION HYDRAULIQUE DANS L'ANCIENNE MINE.

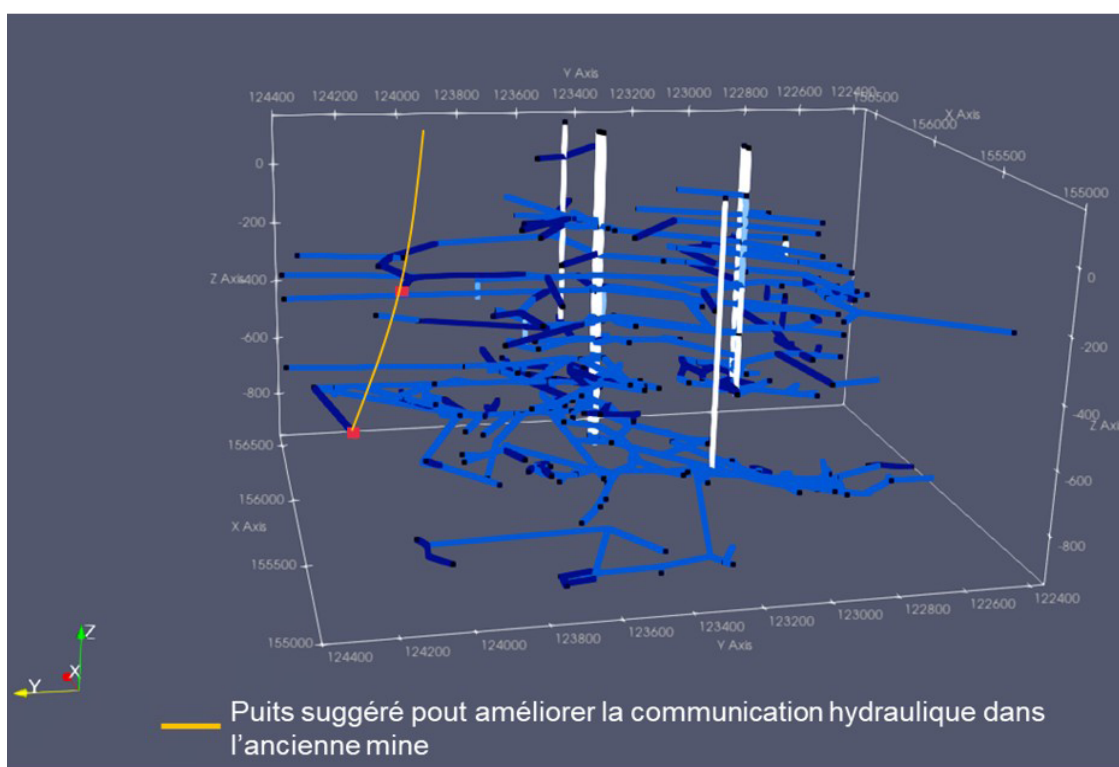


FIGURE 59 : TRAJECTOIRE DE PUIS HYPOTHÉTIQUE POUR AMÉLIORER LA COMMUNICATION HYDRAULIQUE DU RÉSERVOIR MINIER.

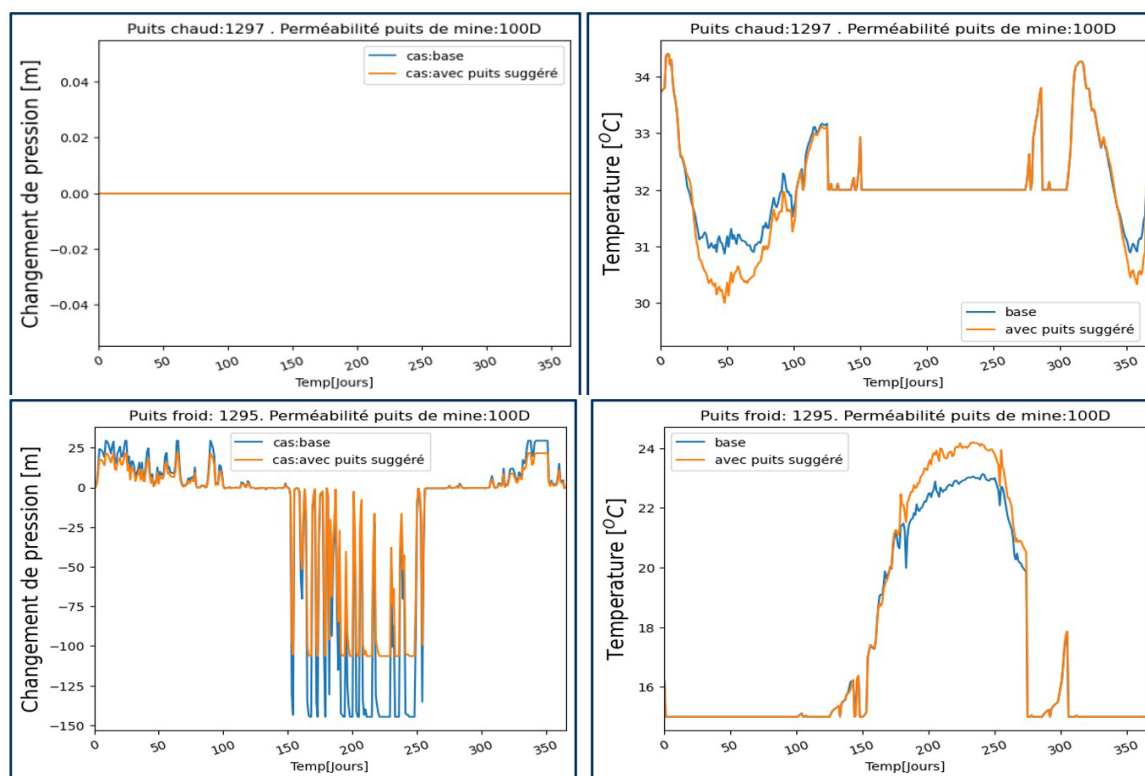


FIGURE 60 : EFFET DU PUIIS HYPOTHÉTIQUE SUR LA PRESSION DU PUIIS CHAUD (EN HAUT À GAUCHE) ET DU PUIIS FROID (EN BAS À GAUCHE) AINSI QUE SUR LA TEMPÉRATURE DU PUIIS CHAUD (EN HAUT À DROITE) ET DU PUIIS FROID (EN BAS À DROITE). CAS OU LES PUIIS DE MINE SONT REMBLAYÉS ET PRÉSENTENT UNE PERMÉABILITÉ DE 100 D.

Les résultats des modélisations prenant en compte le forage d'un puits visant à améliorer la connectivité hydraulique verticale sont présentés et comparés aux performances du système de base (sans le puits hypothétique) dans la Figure 60.

La réduction du changement de pression grâce au forage d'un puits de 40 cm de diamètre est significative au niveau du puits froid. Cependant, la performance thermique du système ne s'améliore pas, car le volume du système de galeries reste limité. En fait, la température des puits froid et chaud augmente et diminue respectivement avec l'ajout de ce puits proposé. Cela est également illustré dans la partie droite de la Figure 60, où la température de production du puits froid reste au-dessus de 20 °C, avec ou sans le puits supplémentaire proposé. Sur la base de ces résultats, cette option ne semble pas prometteuse, car bien que la réponse en pression puisse être améliorée, elle pourrait entraîner une détérioration des performances thermiques.

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 ont permis de proposer des localisations pour les puits du système Géomine. Ces localisations ont servi de base à la sélection finale des paires de puits à considérer pour le projet pilote (voire discussion dans la section suivante).

Les résultats des simulations réalisées considérant uniquement les écoulements dans les anciens(ne)s puits et galeries sont positifs quant à la possibilité de fournir de la chaleur aux clients potentiels. Cependant, ils démontrent les risques liés à la fourniture de froid.

Sur la base des résultats des modélisations EPANET, plusieurs remarques et recommandations peuvent être formulées :

- La géothermie minière pourrait couvrir la demande de chaleur du site si un puits profond est foré comme recommandé. Néanmoins, elle ne pourrait pas couvrir la demande de froid si le nombre de galeries peu profondes est faible (représentation actuelle des mines), si la roche entourant ces galeries est imperméable et/ou si les puits remblayés ont une faible perméabilité. Les 2 derniers points conduisent à une faible productivité/injectivité du puits qui pourrait engendrer des pressions de puits inadmissibles limitant le débit du fluide d'injection/production et par conséquent la quantité de chaleur et de froid pouvant être produite ou stockée.
- Une phase d'exploration est requise pour comprendre les caractéristiques hydrauliques de la mine et lever certaines des incertitudes mentionnées.
- Des études de caractérisation du matériau de remblai en termes de perméabilité sont aussi recommandées. La meilleure option consistant à effectuer des tests d'interférence en production.
- L'examen de la connection entre le puits de mine et les puits internes est aussi crucial. Elle aura en effet un impact significatif sur les variations de pression observée au niveau des puits. Attention cependant au fait qu'une bonne connexion verticale localisée mais non globale peut provoquer une arrivée prématurée d'eau chaude ou froide non souhaitée au niveau des puits.

Discussion concernant la sélection finale des paires de puits

À la suite de l'exercice de modélisation, qui a permis de proposer des emplacements pour les puits du système, plusieurs réunions ont été organisées. Ces réunions ont rassemblé des experts en sous-sol (VITO et UMons), en réseaux de 5^e génération et installations HVAC (VITO), ainsi qu'en aménagement urbain (SPW et Ville de Charleroi). L'objectif principal de ces échanges était de sélectionner l'emplacement final des puits chauds et froids au sein de la zone d'intérêt.

La sélection finale des emplacements prend en compte les points suivants :

- Les emplacements sont choisis parmi les paires de puits pour le chauffage et le refroidissement indiquées dans le Tableau 15.
- Les puits sont situés à proximité des clients potentiels.
- Les opérations de forage doivent avoir lieu sur des terrains publics. Ces derniers doivent être accessibles et disposer de suffisamment d'espace pour les équipements de forage et de maintenance future.
- Les infrastructures souterraines, telles que les systèmes de métro et d'égouts, doivent être évitées.
- L'emplacement des puits doit maximiser les opportunités pour la caractérisation hydraulique et thermique de la mine lors de sa phase d'exploration.

En considérant le critère de proximité par rapport aux clients potentiels (dans les cas de base Figure 24 et pour les extensions futures Figure 26), la paire de puits issue de la liste des meilleures paires (Tableau 15) présentant un emplacement optimal est la paire constituée des puits 462 (puits chaud et profond) et 122 (puits froid et peu profond). L'emplacement de ces puits est présenté dans la Figure 61.

L'emplacement final des puits est défini en se basant sur la paire de puits 462/122 (Figure 61). Les coordonnées en surface et en profondeur des puits sont ajustées afin de tenir compte des contraintes en surface. L'objectif est aussi de maximiser l'obtention d'informations utiles pour caractériser le réservoir minier si ces puits sont considérés comme des puits d'exploration.

En profondeur, les puits finaux proposés visent les mêmes galeries que celles initialement ciblés par les puits chaud (462) et froid (122).

Cependant, en surface, le puits chaud a été repositionné sur un rond-point à l'intersection du Boulevard Alfred de Fontaine et du Boulevard Paul Janson (Figure 63), offrant des conditions favorables pour le forage et permettant de viser une galerie profonde.

La définition du nouvel emplacement du puits froid s'avère plus complexe en raison de la localisation des galeries ciblées et des contraintes de surface (métro, routes, terrains privés, etc.). Les emplacements potentiels pour le puits froid sont illustrés dans la Figure 62, et leurs avantages et inconvénients sont décrits dans le Tableau 18. L'emplacement final du puits froid devra être déterminé lors de la mise en œuvre du projet (exploration ou production), après une évaluation détaillée de ces emplacements avec les différentes parties prenantes. Pour les besoins des simulations et de l'étude de faisabilité, l'emplacement numéro 1 a été retenu pour le puits froid.

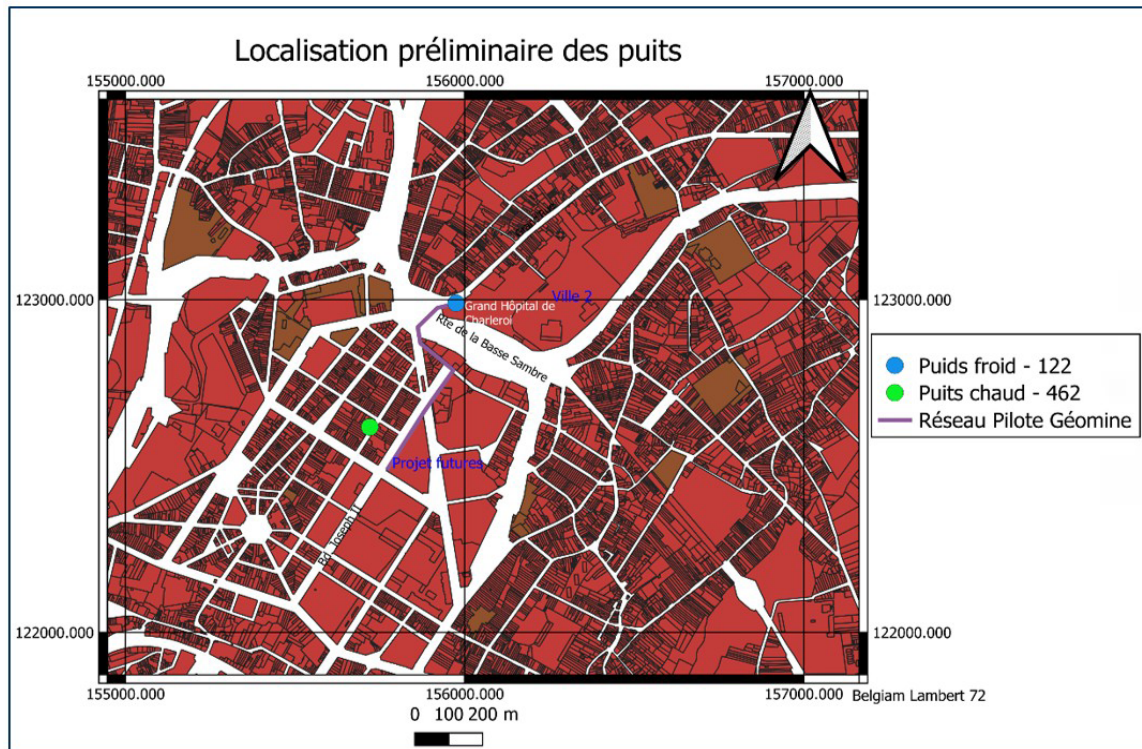


FIGURE 61 : EMBLEMES PRÉLIMINAIRES DES PUIES CHAUDS ET FROIDS, EN TENANT COMPTE UNIQUEMENT DE LEUR DISTANCE PAR RAPPORT AUX CLIENTS POTENTIELS.

Emplacement envisageable pour le puits froid	Remarques
1. Au sud de la Route de la Basse Sambre, dans la zone couverte par des arbres.	Cet emplacement permet de forer potentiellement à travers deux galeries (situées à des altitudes de -60 m et -100 m) et deux panneaux : Manette et Sablonnière. Cela réduit le risque de manquer la cible pendant le forage. Néanmoins, le site est étroit, couvert d'arbres et difficilement accessible. Cette complexité pourrait être atténuée si le parking privé adjacent était utilisé (sous réserve d'un accord).
2. Dans le coin ouest du Grand Hôpital de Charleroi.	Cet emplacement permet de forer potentiellement à travers deux galeries (situées à des altitudes de -50 m et -100 m) et un panneau : Manette. Le site est accessible et dispose d'un espace en surface suffisant pour le forage, mais sa disponibilité doit être évaluée en concertation avec le personnel de l'hôpital, et la présence du métro doit être prise en compte. Ce site dispose de coordonnées fiables pour les galeries car il est situé à proximité d'un puits de mine.
3. Sur le Boulevard Frans Dewandre.	Cet emplacement permet de forer potentiellement à travers deux galeries (situées à des altitudes de -61 m et -96 m) et deux panneaux : Manette et Sablonnière. Cela réduit le risque de manquer la cible pendant le forage. Le site est facilement accessible. Cependant, il est situé sur une rue passante et la présence du tunnel du métro pourrait rendre le forage impossible. Ainsi, cet emplacement ne constitue pas une bonne option.
4. Ancienne entrée du Grand Hôpital de Charleroi.	Cet emplacement permet de forer potentiellement à travers deux galeries (situées à des altitudes de -61 m et -96 m), mais pas à travers les panneaux. De plus, cet emplacement est proche d'un puits, où des fractures verticales pourraient être présentes. L'intersection de ces fractures pourrait favoriser une communication hydraulique directe avec les galeries inférieures, ce qui serait préjudiciable à la production d'eau froide. En revanche, ce site présente deux avantages importants : un accès facile et des coordonnées fiables des galeries, car il est situé à proximité d'un puits.

TABLEAU 18 : EMBLEMES POTENTIELS POUR LE PUIS FROID. LA NUMÉROTATION FAIT RÉFÉRENCE À LA FIGURE 62.

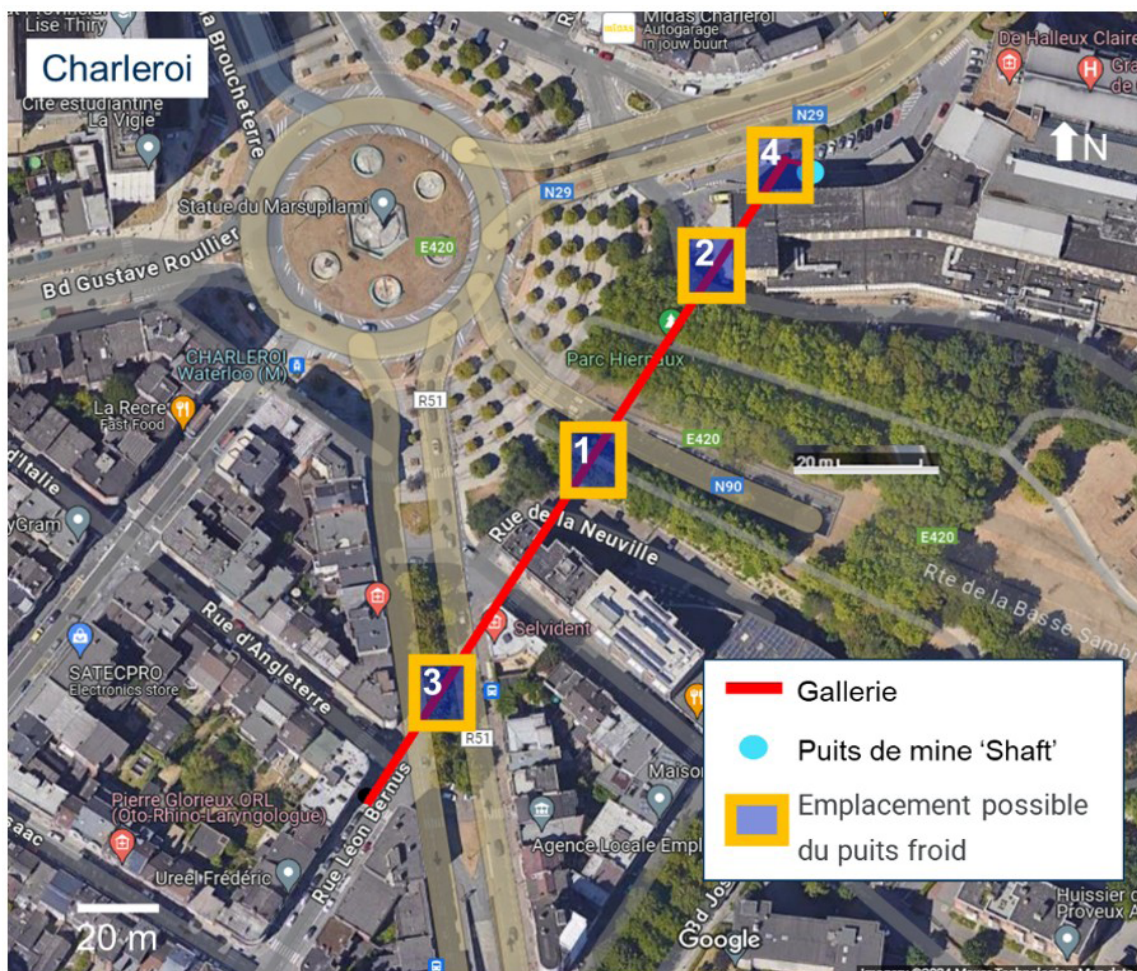


FIGURE 62 : EMBLEMES POTENTIELS POUR LE Puits FROID À ANALYSER EN DÉTAILS SI UN PROJET PILOTE EST ENVISAGÉ PAR LA SUITE.

Puits	X[m]*	Y [m]*	Z [m] 'Élévation par rapport au niveau de la mer'	Remarques
Puits froid 1295	155913	122896	De -60 à -100	Remplace le puits 122. Il cible deux galeries et deux panneaux situés entre les deux galeries.
Puits chaud 1297	155750,2	122481,9	De -841.1 à -915 m	Remplace le puits 462. Les coordonnées X et Y du fond doivent être révisées si le ciblage d'un panneau est jugé moins risqué que celui d'une galerie profonde.

* Belgian Lambert 72

TABLEAU 19 : EMBLEMES DE SURFACE RECOMMANDÉS POUR LES Puits CHAUD ET FROID ET ÉLÉVATIONS CIBLÉES APRÈS PRISE EN COMPTE DES CONDITIONS SOUTERRAINES ET DE SURFACE.

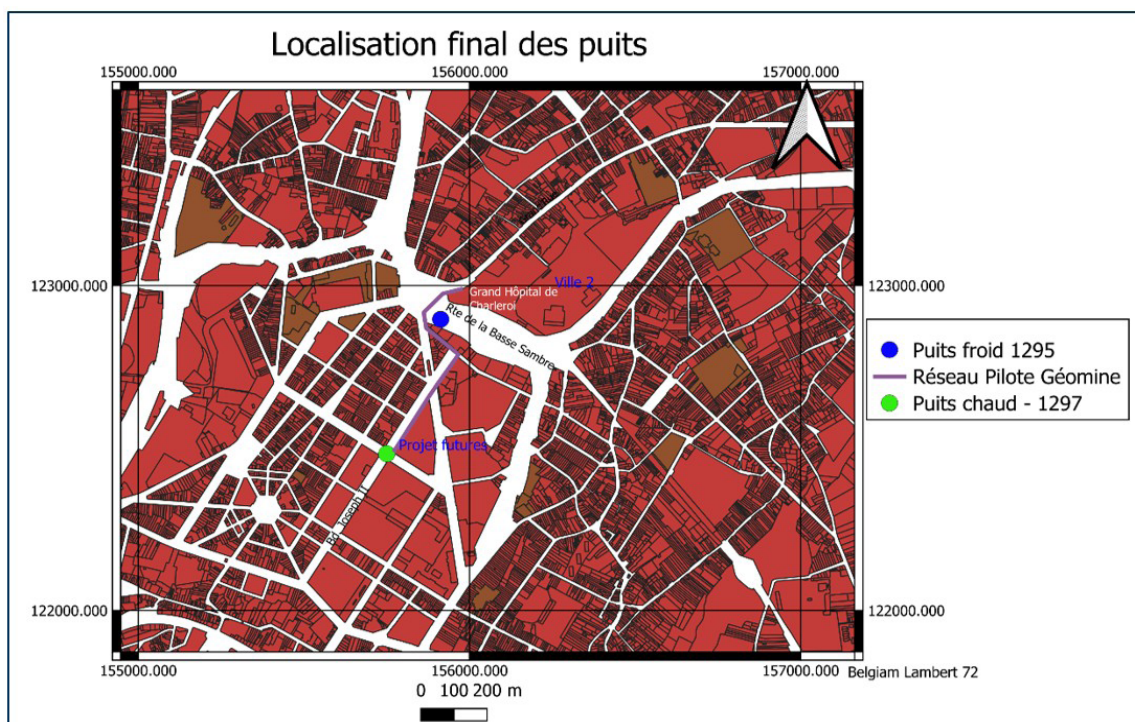


FIGURE 63 : EMBLEMES FINAUX DES PUIITS CHAUD ET FROID UTILISÉS POUR LA SIMULATION. L'OPTION D'EMPLACEMENT 1 EST RETENUE POUR LE PUIITS FROID. L'EMPLACEMENT DÉFINITIF DU PUIITS FROID DEVRA ÊTRE DÉTERMINÉ AU DÉBUT DU PROJET.

Les nouveaux emplacements des puits chaud et froid ont été renommés respectivement 1297 (puits chaud) et 1295 (puits froid) remplaçant les puits chaud (462) et froid (122) initialement sélectionnés.

Leurs coordonnées des puits repositionnés sont détaillées dans le Tableau 19, et leur emplacement est présenté dans la Figure 63.

2.6.2. Modèle hydrogéologique ATES

Introduction

Le modèle hydrogéologique ATES est construit à partir du modèle géologique 3D du sous-sol (cf. section 2.5.4). Il représente l'hétérogénéité du sous-sol, la structure géologique des couches de charbon exploitées et la géométrie de la mine, c'est-à-dire l'ensemble des travaux miniers qui constitue le réservoir géothermique :

- les galeries et les puits miniers ;
- les panneaux exploités et foudroyés ;
- les régions sus- et sous-jacentes aux panneaux exploités, qui ont subi une fracturation induite par l'extraction du charbon au sein de ces panneaux.

Ce réservoir, au sens de la modélisation thermo-hydrogéologique, est considéré comme un aquifère constitué par l'ensemble des « vides » créés par les travaux miniers, plus perméables, favorisant des écoulements souterrains et le stockage de l'eau à une certaine température.

Le modèle ATES est discrétisé en blocs de différentes tailles auxquels sont affectées les propriétés hydrogéologiques et thermiques pour tenir compte de l'hétérogénéité du milieu.

Objectifs

Le modèle hydrogéologique ATES a pour but de compléter les simulations réalisées à l'aide du modèle EPANET. Les objectifs de cette modélisation sont :

- Représenter l'entièreté du réservoir géothermique, y compris les travaux miniers tels que les panneaux exploités et le massif non-pertubé ;
- Simuler les écoulements et transferts de chaleur suivant différents scénarii afin d'évaluer la sensibilité du modèle pour des paramètres incertains tels que les propriétés thermo-hydrogéologiques, l'état d'ouverture des galeries, etc. ;
- Estimer la quantité l'énergie stockée et restituée par le réservoir.

Logiciel utilisé

La modélisation hydrogéologique ATES a été réalisée au moyen de scripts qui recourent notamment à des bibliothèques préexistantes en langage de programmation Python, tel que « FloPy » pour ce qui concerne les simulations thermo-hydrogéologiques. Les scripts, spécialement conçus dans le cadre de ce projet, ont permis de réaliser toutes les étapes depuis la génération du modèle géologique et sa transformation en un modèle hydrogéologique.

Quant à la bibliothèque « FloPy », elle sert d'interface à la suite logicielle MODFLOW6 (USGS Modular Hydrologic Model Core 6), qui adopte une résolution des équations aux dérivées partielles d'écoulement et transport par la méthode des volumes finis.

Les versions utilisées sont : FloPy 3.5.0 et MODFLOW 6.3.0.

Méthodologie

Les différents modèles ont été construits sur base des données disponibles, telles que les données minières, présentes sous formes de cartes et coupes minières, et des données géologiques tels que le positionnement de certaines failles (cf. section 2.5).

La modélisation hydrogéologique suit les étapes ci-dessous :

- Création d'une grille régulière (discrétisation spatiale) ;
- Intégration des données du modèle géologique et du modèle de conduits ;
- Raffinement de la grille sur les zones d'intérêt (couches exploitées et ouvrages miniers) pour aboutir à une grille irrégulière qui s'adapte à la complexité géologique du milieu ;
- Affectation des propriétés hydrogéologiques et thermiques pour chaque région du modèle (galeries, puits de mine, zones foudroyées, zones fracturées, massif vierge) ;

Le modèle hydrogéologique obtenu est ensuite paramétré pour réaliser les différentes simulations. Ce paramétrage consiste à :

- Intégrer des données relative à la demande (débits de pompage et température d'injection) ;
- Fixer les conditions aux limites du modèle ;
- Positionner les puits géothermiques et paramétrer leurs caractéristiques.

Modèle conceptuel

Conditions aux frontières du modèle

Les limites du modèle ont été déterminées en fonction des limites de la concession minière étudiée. Comme le montre la Figure 64, on se trouve à la limite de la concession au niveau des frontières Est (limite avec la concession de « Grand Mambourg et Bonne-Espérance ») et Nord-Est (limite de la concession « Centre de Gilly ») du modèle. Au niveau de ces frontières, il n'y aurait pas de continuité des travaux miniers selon les données d'archives consultées. Cependant, ces travaux s'étendent

plus loin dans la concession au niveau des frontières Ouest et Sud-Ouest du modèle.

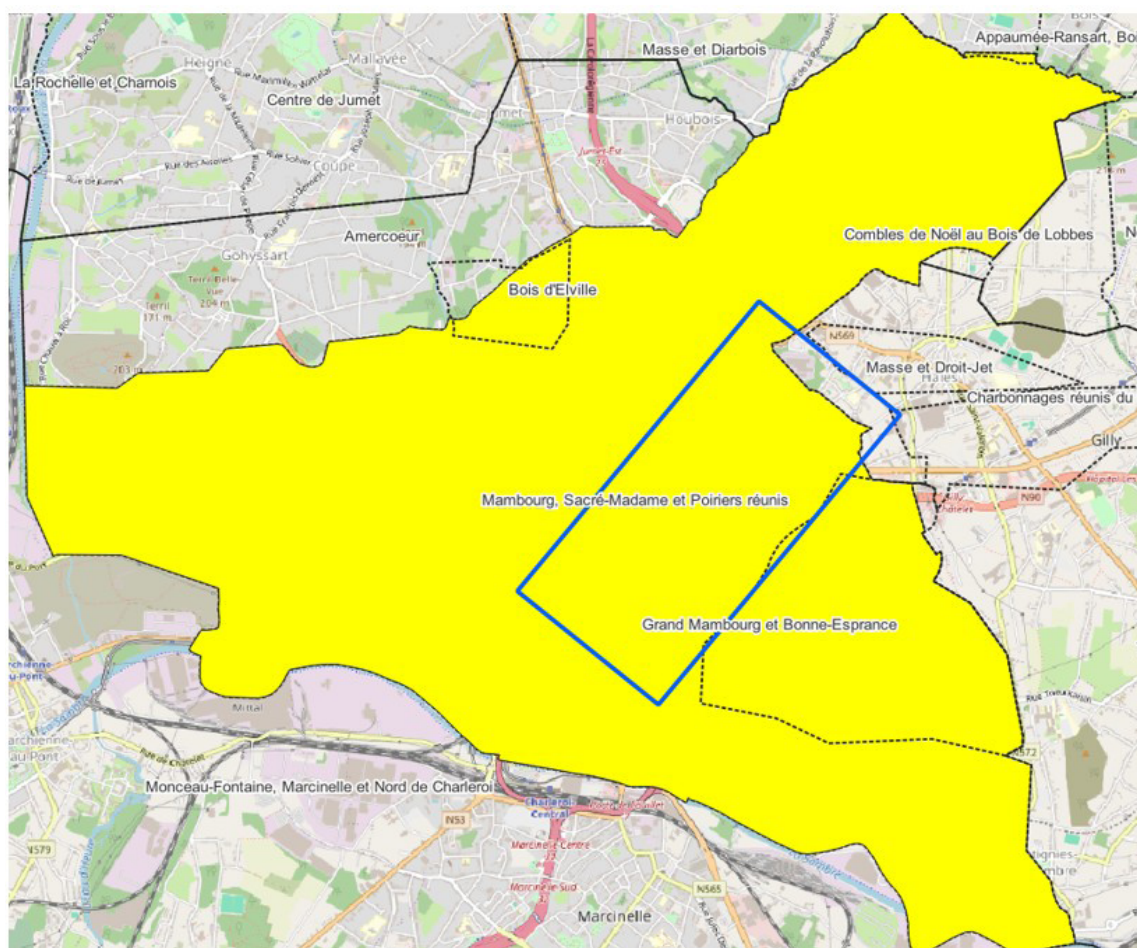


FIGURE 64 : FRONTIÈRES DU MODÈLE ET LIMITES DE LA CONCESSION.

Ceci a un impact sur les conditions aux frontières du modèle comme le résume la Figure 65. Ainsi, au niveau des écoulements :

- Les frontières ouest et sud-ouest du modèle ont été assimilées à des frontières de type Dirichlet (potentiel imposé à 131 m). On s'attend, en effet, à des venues d'eau au travers des travaux plus loin dans la concession ;
- Les autres frontières sont des frontières de type Neumann (flux imposé nul correspondant aux limites imperméables). En considérant la non-continuité des travaux miniers et la géologie, on peut considérer ces frontières comme imperméables ;
- Enfin, il n'y a également aucun flux au niveau du toit du modèle car le niveau piézométrique est supposée constant (ce qui implique un équilibre entre la recharge météorologique et les écoulements vers le système hydrographique).

Au niveau des températures, un potentiel constant a été imposé pour le toit (10°C), la base (38°C) et sur les côtés. Les valeurs sont calculées selon la profondeur et le gradient géothermique d'après l'équation ci-dessous) :

$$T_{\text{profondeur}} = T_{\text{surface}} + \text{profondeur} * \text{gradient}_{\text{geoth}}$$

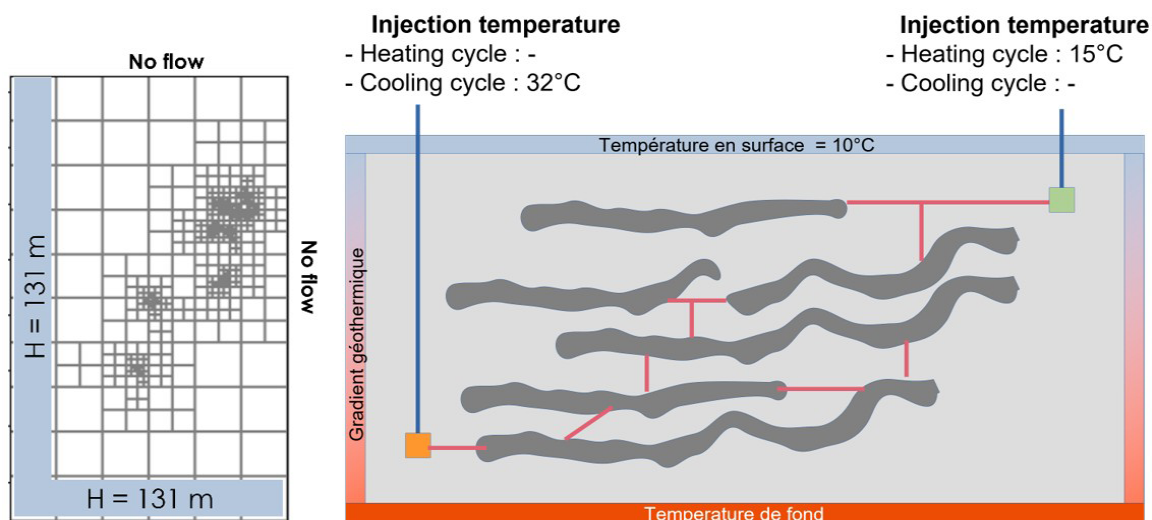


FIGURE 65 : CONDITIONS AUX FRONTIÈRES DU MODÈLE POUR LES ÉCOULEMENTS (À GAUCHE) ET LES TEMPÉRATURES (À DROITE).

Paramètres thermo-hydrogéologiques

	Houiller intact	Galleries	Puits	Zones foudroyées	Zones fracturées
Conductivité hydraulique (m/s)	Selon le scénario considéré				
Coefficient d'emmagasinement spécifique (m ⁻¹)	10 ⁻³	10 ⁻³	10 ⁻³	10 ⁻³	10 ⁻³
Porosité de transport (%)	1.25	6.8	5	6.8	5
Capacité thermique volumique de la matrice solide (MJ/m ³ K)	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4
Conductivité thermique de la matrice solide (W/m°K)	2.6	2.6	2.6	2.6	2.6

TABLEAU 20 : PARAMÈTRES THERMO-HYDROGÉOLOGIQUES POUR LE MODÈLE ATES.

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. Les conditions initiales aux puits géothermiques sont présentées dans le Tableau 21.

Puits géothermiques	X	Y	Z	H _{initial} [m]	T _{initial} [°C]
Puits superficiel (SW_3)	155915,129	122903,657	-61,5	131	33,5
Puits profond (DW_0)	155740,825	122513,233	-901,5	131	15

TABLEAU 21 : HAUTEURS D'EAU ET TEMPÉRATURES INITIALES AU NIVEAU DES PUIITS GÉOTHERMIQUES.

Paramètres du système géothermique

Comme indiqué sur l'image à droite de la Figure 65, le système géothermique sera constitué d'un doublet qui va extraire ou injecter de l'eau dans la mine, selon un débit et une température donnée, en fonction de la saison (cycle) : été ou hiver.

Ici, les débits de pompage et les températures d'injection ont été déterminés lors de l'estimation des profils de débits annuels présentée dans la section « Estimation du profil annuel de débit à fournir par le réservoir minier pour le stockage thermique ». Ainsi, durant la saison estivale où le système fonctionne en mode « cooling » (demande en froid), de l'eau à 32°C est injectée et stockée dans le réservoir via le puits profond, tandis que de l'eau froide est extraite du réservoir au puits superficiel. En hiver, le système est ensuite inversé, avec une injection d'eau à 15°C via le puits superficiel pendant que de l'eau chaude est extraite depuis le puits situé en profondeur afin d'assurer la demande en chaleur (mode « heating »).

Maillage

Le modèle hydrogéologique s'étend sur 9,6 km² (2,4 km x 4 km), allant de +131 m d'altitude jusqu'à -1090 m, soit près de 1220 m d'épaisseur globale. Il est constitué de 237261 cellules (nœuds), disposé sur 219 couches. La discrétisation spatiale est de type « QuadTree en couches », c'est-à-dire que dans chaque couche du modèle est raffinée avec la technique du QuadTree, avec une résolution qui dépend de la dimension des objets cibles (puits, galeries, panneaux) présents dans cette couche. Ceci donne lieu à une configuration de cellules qui peut être différente d'une couche à une autre, comme le montre la Figure 66. Ainsi, le modèle contient des cellules de différentes, allant de cellules de 800 m de côté à des cellules de 6,5 m de côté.

La Figure 67 montre le maillage final du modèle hydrogéologique et la Figure 68 montre une vue détaillée de ce modèle avec mise en évidence des différentes parties constituant le réservoir géothermique (galeries, puits miniers et panneaux exploités). On y voit clairement que la géométrie de la mine est représentée par un maillage plus dense. Sur la Figure 69, les positions des puits de production géothermiques sont indiquées par les points rouges. Le puits en profondeur est utilisé pour l'injection et l'extraction d'eau chaude, tandis que le puits proche de la surface est utilisé pour l'extraction et l'injection d'eau froide. La position de ces puits a été déterminée à partir de l'étude de la position optimale des puits, réalisée lors de la modélisation EPANET (voir section 2.6.1). Enfin, la Figure 69 montre une vue en plan de la position des puits géothermiques (en rouge) et des puits miniers (en vert).

Dans la suite, les cellules (blocs) constituant ces différentes parties se verront affecter des propriétés thermo-hydrauliques différentes selon les régions auxquelles elles appartiennent et selon le scénario simulé. Les coordonnées sont affichées en coordonnées locales (XL, YL, ZL) du modèle mais les coordonnées réelles, en Lambert 72, peuvent être déterminées selon la formule suivante :

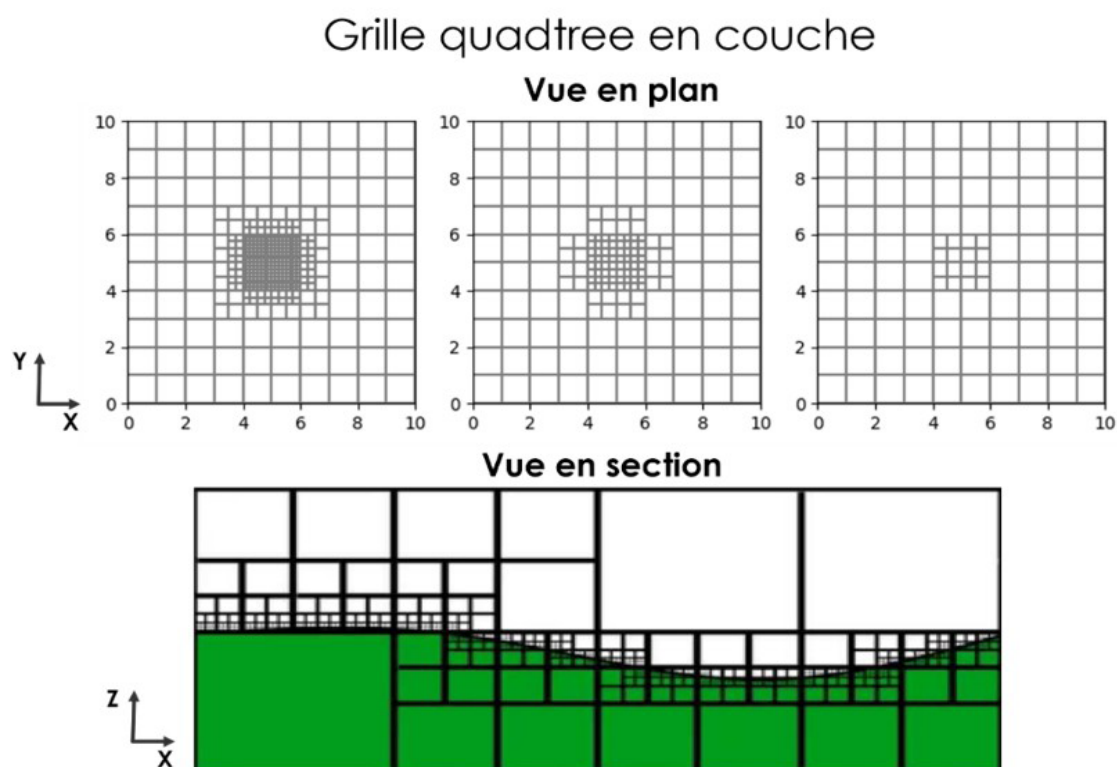


FIGURE 66 : EXEMPLE DE CONFIGURATION DES COUCHES D'UN MAILLAGE "QUADTREE EN COUCHES".

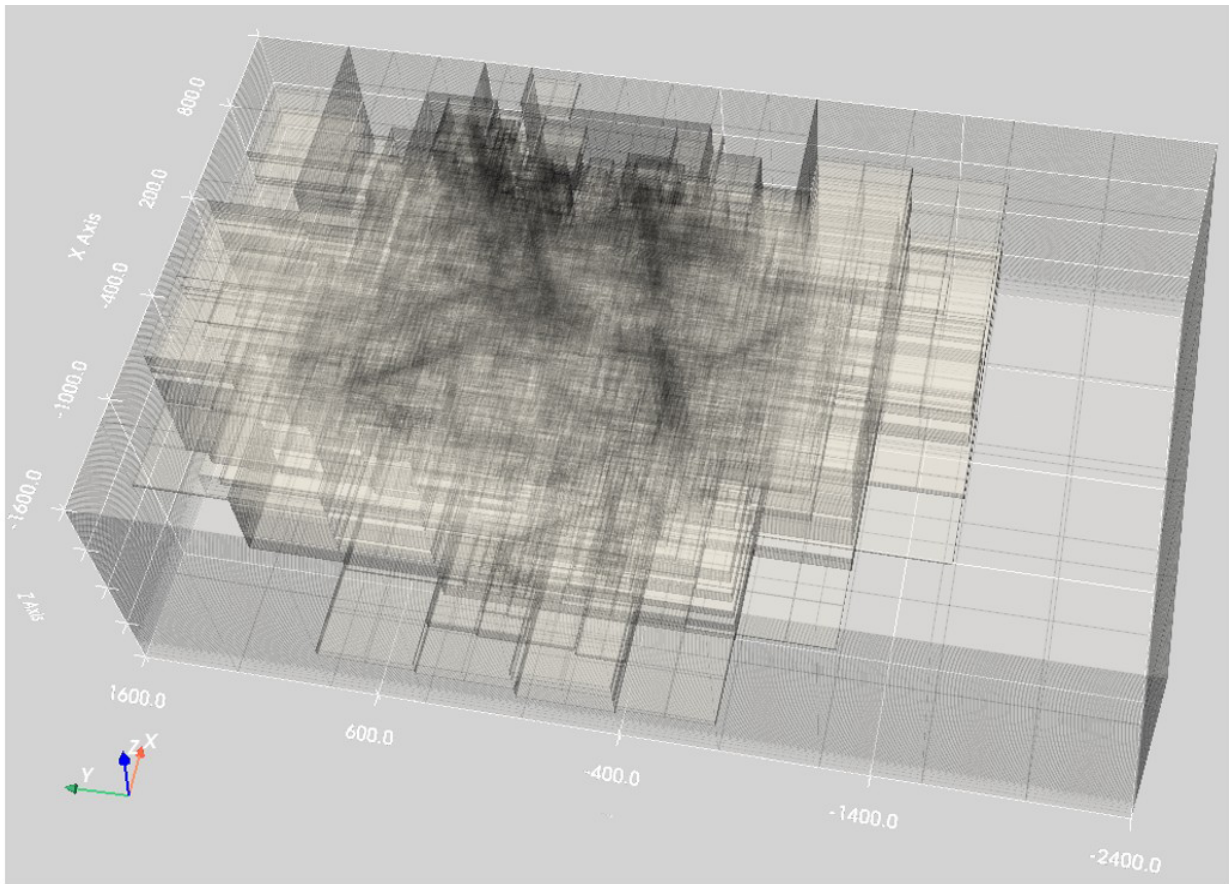


FIGURE 67 : MAILLAGE DU MODÈLE HYDROGÉOLOGIQUE ATES.

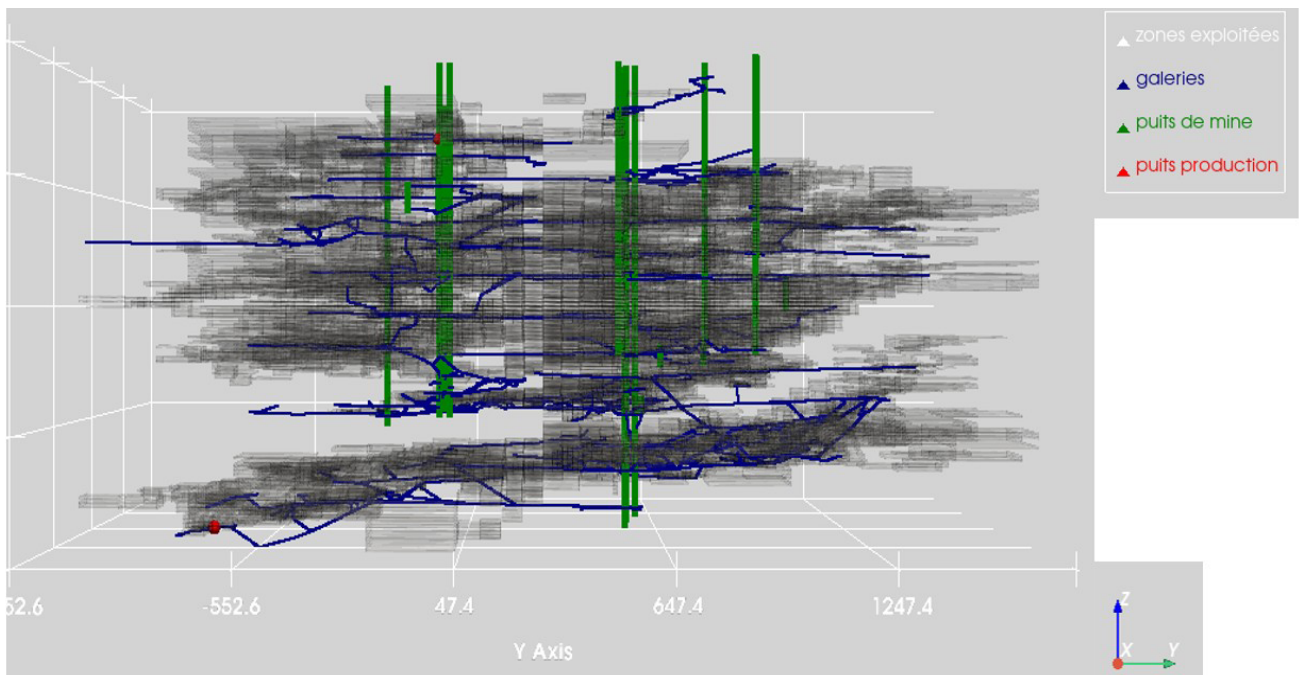


FIGURE 68 : DIFFÉRENTES PARTIES DE LA MINE REPRÉSENTÉES DANS LE MODÈLE HYDROGÉOLOGIQUE ATES.

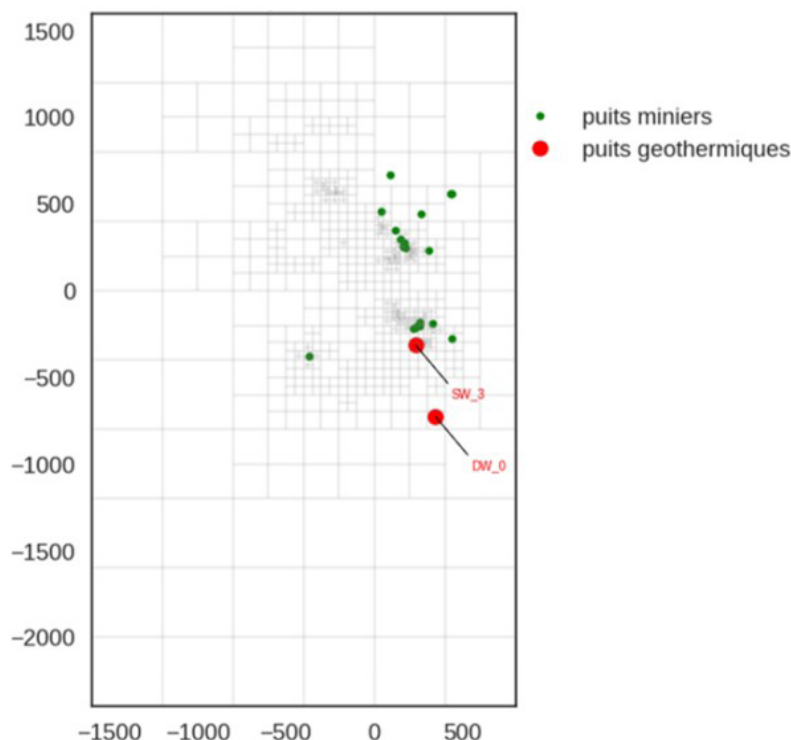


FIGURE 69 : VUE EN PLAN DE LA POSITION DES PUIITS MINIERES ET DES PUIITS GÉOTHERMIQUES AU SEIN DU MODÈLE ATES.

Résultats des modélisations

Divers scénarios ont été simulés pour réaliser une étude de sensibilité du modèle ATES à la variation de la conductivité hydraulique de ses différentes régions. En effet, considérant le caractère très hétérogène du réservoir modélisé, ce paramètre, important pour la mobilité de l'eau, peut facilement varier de plusieurs ordres de grandeur d'une région à une autre. De plus, ne disposant pas de tests in-situ pour évaluer les valeurs de conductivités hydrauliques de chaque région décrite dans le modèle, l'analyse de sensibilité est la méthode la plus simple pour évaluer la réponse du modèle face à des gammes de variations d'un paramètre incertain.

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

Dans ce modèle, les zones exploitées (panneaux), ainsi que les zones fracturées ont été ignorées. Le modèle ne prend donc en compte que les réseaux de conduits (galeries et puits miniers) et le massif rocheux intact. Ceci est réalisé en assimilant les conductivités hydrauliques des zones ignorées à celle du massif intact. Les trois scénarios été simulés avec ce modèle sont repris dans le Tableau 22.

Scenario	Houiller intact	Galeries	Puits miniers	Zones foudroyées	Zones fracturées
Cas 14	10^{-8}	10	10	10^{-8}	10^{-8}
Cas 15	10^{-8}	10	10^{-2}	10^{-8}	10^{-8}
Cas 18	10^{-8}	10^{-2}	10^{-2}	10^{-8}	10^{-8}

TABLEAU 22 : CONDUCTIVITÉ HYDRAULIQUE (M/S) DANS LES SCÉNARIOS CONSIDÉRANT UNIQUEMENT LE RÉSEAU DE PUIITS ET GALERIES.

Ces scénarios correspondent aux situations où l'on considère que les écoulements se feraient uniquement via les conduits (galeries et puits), avec l'hypothèse de galeries totalement ouvertes. Les cas 14 et 15 sont respectivement assez similaires au cas « puits de mine ouverts » et au cas « puits remblayés avec $K=1000 D$ », simulés dans le modèle EPANET (voir section 2.6.1). Le cas 18 est ana-

logue au cas 14, mais considère que les galeries sont effondrées ce qui implique une perméabilité réduite pour ces ouvrages.

La Figure 70 montre les résultats de simulations de ces trois scénarios. Les rabattements ($\Delta H =$ niveau piézométrique simulé – niveau piézométrique initial) observés au niveau des puits géothermiques sont assez faibles, spécialement au niveau du puits géothermique profond. Dans le cas 14, ces rabattements sont globalement inférieurs à 3 cm. Dans le cas 15, les rabattements sont de l'ordre 3 m pour le puits superficiel (ou puits froid) tandis qu'au puits profond (ou puits chaud), les valeurs restent de l'ordre du cm. Enfin, dans le cas 18, les rabattements varient de 10 à 25 m.

Au niveau des températures, il n'y a pas de grandes différences dans les 3 cas au niveau de la température de l'eau au puits en profondeur. En effet, malgré une eau injectée à 32°C en été, le réservoir se réchauffe suffisamment pour offrir une eau à 33,5°C durant la période hivernale, soit à la température naturelle du réservoir à cette profondeur. Le système reste donc efficace pour la production d'eau chaude. Cependant, au niveau du puits superficiel, il y a 2 constats :

- Les températures dans les cas 14 et 18, restent les mêmes malgré le changement de la conductivité hydraulique, avec la production d'une eau à 18,5°C durant l'extraction d'eau froide (mode « cooling »). Il y a une hausse d'environ 3,5°C par rapport à la température initiale à ce puits ;
- Dans le cas 15, la température au puits reste quasi-constante autour de 15°C durant toute l'année (faible variation de 0,25°C).

Dans les cas 14 et 18, la hausse de température au puits superficiel pendant le cycle « cooling » pourrait s'expliquer par le fait qu'il y a un drainage d'eau plus chaude venant des niveaux inférieurs via les puits miniers. Ce qui n'est pas le cas dans le scénario 15, où l'écoulement se fait principalement par les galeries, plus perméables que les puits miniers, remblayés. Par conséquent, de ces 3 scénarios, le cas 15 serait le plus favorable car le système conserve mieux son environnement thermique initial malgré les sollicitations et est donc plus capable de garantir le stockage et la production d'eau chaude / froide à long terme.

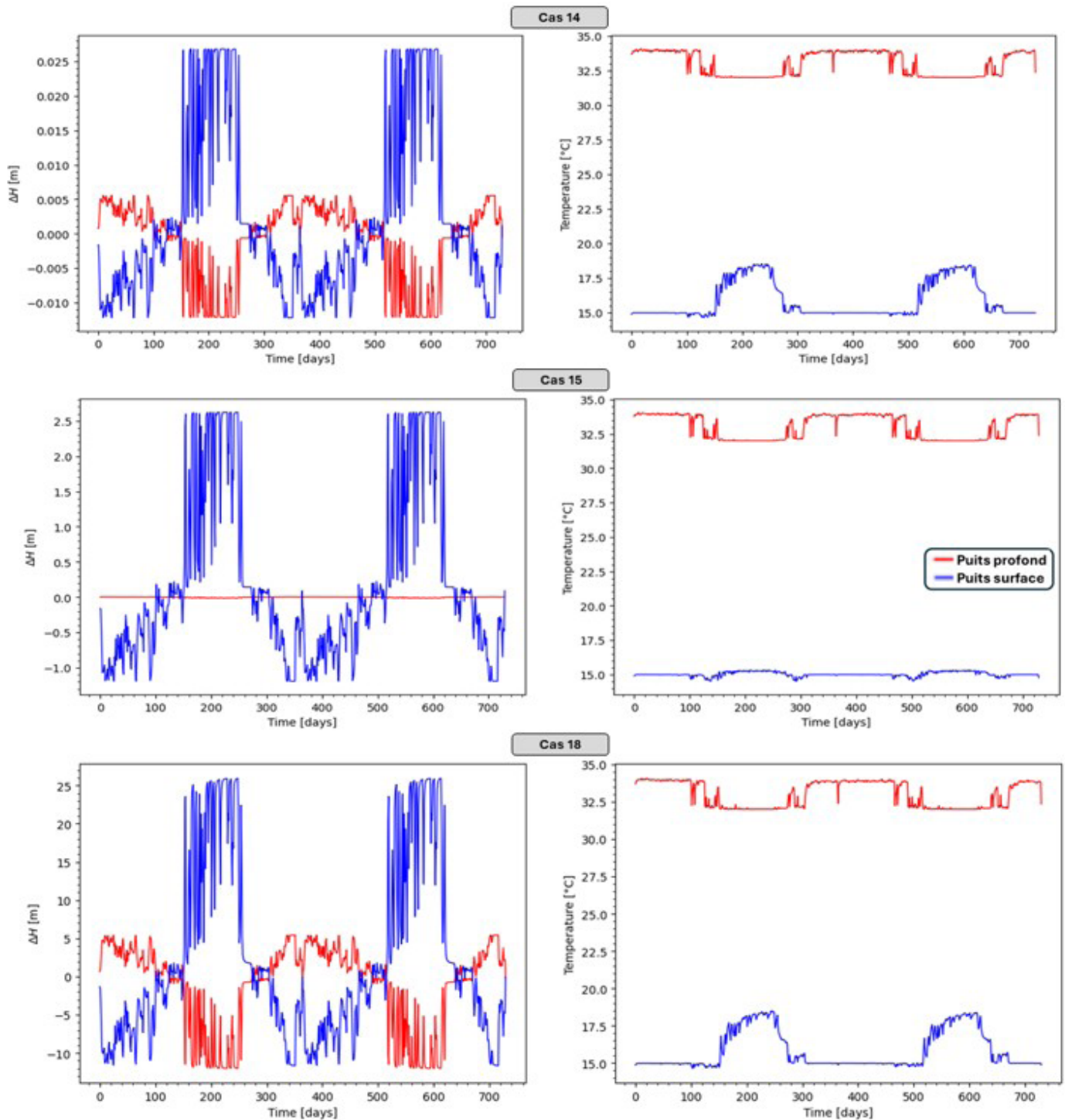


FIGURE 70 : COMPARAISON DES RABATTEMENTS (GAUCHE) ET DES TEMPÉRATURES (DROITE) SIMULÉS POUR LES CAS 14, 15 ET 18.

COMPARAISON AVEC LES REPONSES EN TEMPERATURE DU MODELE EPANET

La Figure 71 montre une comparaison des températures obtenues à partir des modèles ATES (ModFlow6) et EPANET, pour les cas 14 et 15, ainsi que leurs correspondants respectifs dans le modèle EPANET (cas « puits de mine ouverts » et cas « puits remblayés avec $K=1000 D$ »).

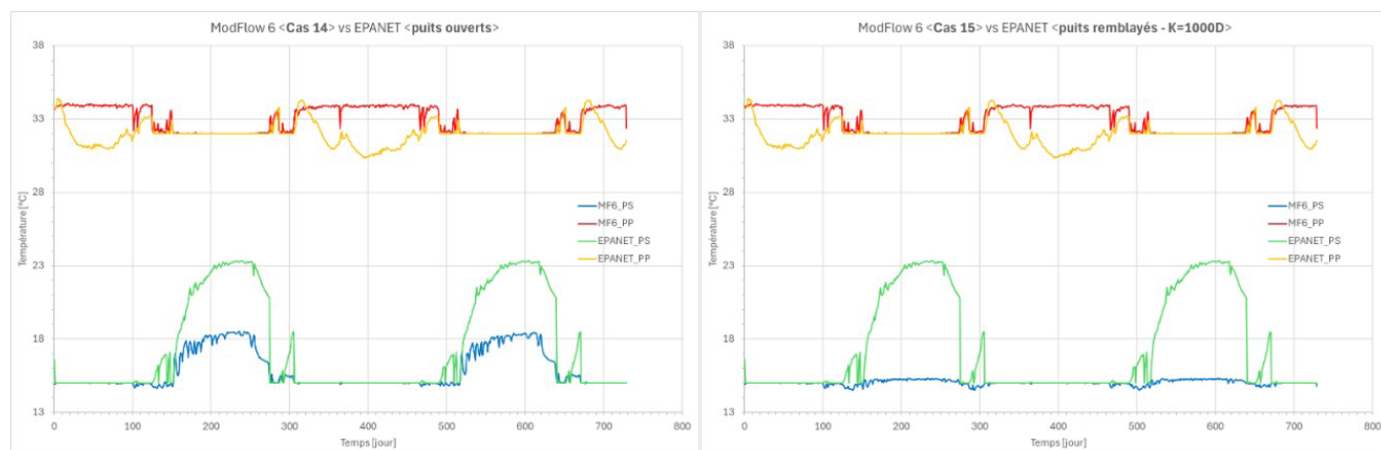


FIGURE 71 : COMPARAISON DES TEMPÉRATURES PRÉDITES POUR LES MODÈLES EPANET ET ATEs POUR LES SCÉNARIOS 14 (À GAUCHE) ET 15 (À DROITE).

Dans le scénario 14 et son équivalent, les allures des courbes de températures au niveau du puits superficiel (PS) sont assez semblables dans les deux modélisations, mais avec des amplitudes plus élevées pour le modèle EPANET, avec des maximas de 23,5°C contre 18,5°C dans le modèle ATEs. Dans le scénario 15, les simulations sur le modèle ATEs montrent des températures quasi-constantes autour de 15°C, tandis que pour le modèle EPANET les simulations prédisent des températures maximales de 23°C, soit une différence de 8°C dans les prédictions.

Au niveau du puits profond (PP), l'allure des réponses des simulations sur les deux types de modèles sont différentes. Les résultats relatifs au modèle ATEs présentent des températures proches de 34°C durant toutes les périodes d'extraction d'eau chaude au puits profond, alors qu'ils montrent une baisse de la température, durant ces périodes pour le modèle EPANET. La différence entre les réponses est d'environ 5°C. Ces résultats sont cohérents avec une sollicitation de niveaux plus superficiels dans le modèle EPANET tandis que pour le modèle ATEs, les niveaux profonds seraient plus sollicités.

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

Ce modèle considère l'ensemble des parties de la mine en tant que réservoir, c'est-à-dire : les zones foudroyées (panneaux exploités foudroyés), les zones fracturées autour de celles-ci, ainsi que le réseau de conduits et le massif rocheux intact. Dans ce modèle, on fait l'hypothèse que les puits sont remblayés par du matériau tout-venant de la mine (schistes de terril, etc.) et que les galeries sont effondrées. Enfin, les panneaux exploités foudroyés représentent un volume important dans ce modèle et constituent les zones des couches de charbon qui ont été exploitées par la méthode de la longue taille. La caractéristique de cette méthode d'exploitation minière est qu'une fois la couche de charbon exploitée, on laisse s'effondrer le toit de la couche : on parle de foudroyage. On assiste donc à un remplissage du volume de charbon exploité par des matériaux compactés sous le poids des couches sus-jacentes. Cette précision a une importance non-négligeable dans l'estimation de la conductivité hydraulique de ces panneaux. Ici on fait l'hypothèse d'un remplissage par des éléments graveleux mais très compactés.

Les paramètres des scénarios simulés avec ce modèle sont repris dans le Tableau 23. Le cas 1 a été choisi comme cas de référence dans les simulations avec le modèle ATEs car il tient compte des valeurs de conductivités plausibles (ordre de grandeur) pour chaque région. Pour étudier l'influence de chaque zone du réservoir, d'autres cas sont testés en augmentant ou diminuant les conductivités hydrauliques de ces zones. Un autre objectif de cette étude de sensibilité est d'avoir un aperçu de la réponse du modèle face aux contrastes et aux variations de conductivités hydrauliques dans les différentes zones du réservoir.

Scenario	Houiller intact	Galeries	Puits	Zones foudroyées	Zones fracturées
Cas 1 (référence)	10^{-8}	10^{-3}	10^{-4}	5×10^{-4}	10^{-5}
Cas 5	10^{-8}	10^{-2}	10^{-4}	5×10^{-4}	10^{-5}
Cas 6	10^{-8}	10^{-4}	10^{-4}	5×10^{-4}	10^{-5}
Cas 8	10^{-8}	10^{-3}	10^{-3}	5×10^{-4}	10^{-5}
Cas 9	10^{-8}	10^{-3}	10^{-5}	5×10^{-4}	10^{-5}
Cas 10	10^{-8}	10^{-3}	10^{-4}	5×10^{-3}	10^{-5}
Cas 11	10^{-8}	10^{-3}	10^{-4}	5×10^{-5}	10^{-5}
Cas 12	10^{-8}	10^{-3}	10^{-4}	5×10^{-4}	10^{-4}
Cas 13	10^{-8}	10^{-3}	10^{-4}	5×10^{-4}	10^{-6}

TABLEAU 23 : CONDUCTIVITÉ HYDRAULIQUE (M/S) DES RÉGIONS DU MODÈLE ATES SELON LES SCÉNARIOS CONSIDÉRÉS.

CAS DE REFERENCE

Pour ce cas, la simulation a été réalisée sur une période de 10 années afin de suivre les effets de l'exploitation géothermique sur le réservoir minier à court terme.

Les résultats de simulation présentés sur la Figure 72 montrent une variation de la piézométrie (rabattement) de l'ordre de 5 à 15 m dans le puits superficiel (ce qui correspond à des pressions proches de 0,5 à 1,5 bars) et d'environ 10 à 28 m dans le puits profond.

Au niveau des températures, on constate une très faible variation, inférieure à $0,5^{\circ}\text{C}$, entre l'état initial ($33,6^{\circ}\text{C}$) et l'état en fin de simulation ($33,3^{\circ}\text{C}$). Les injections d'eau dans les puits géothermiques produisent des variations brusques de température (surtout au puits chaud) qui se stabilisent à la température moyenne de chaque zone d'injection. Ainsi, au puits profond (ou encore puits chaud), la température du milieu se stabilise à $33,3^{\circ}\text{C}$, avant chaque réinjection, et à 15°C au puits superficiel (puits froid). On constate donc que malgré l'injection d'une eau plus froide (32°C) au puits chaud, le système parvient à réchauffer l'eau et à fournir des températures comprises entre 32°C et $33,3^{\circ}\text{C}$. Au puits froid, l'eau injectée à 15°C est elle aussi refroidie, donnant lieu à une production d'eau de température située entre $14,5^{\circ}\text{C}$ et 15°C . Le système parvient à fournir de l'eau à des températures intéressantes pour l'exploitation saisonnière du réservoir géothermique. Le système assure efficacement le stockage et contribue à un gain d'énergie en réchauffant ou refroidissant l'eau injectée aux niveaux des puits géothermiques considérés.

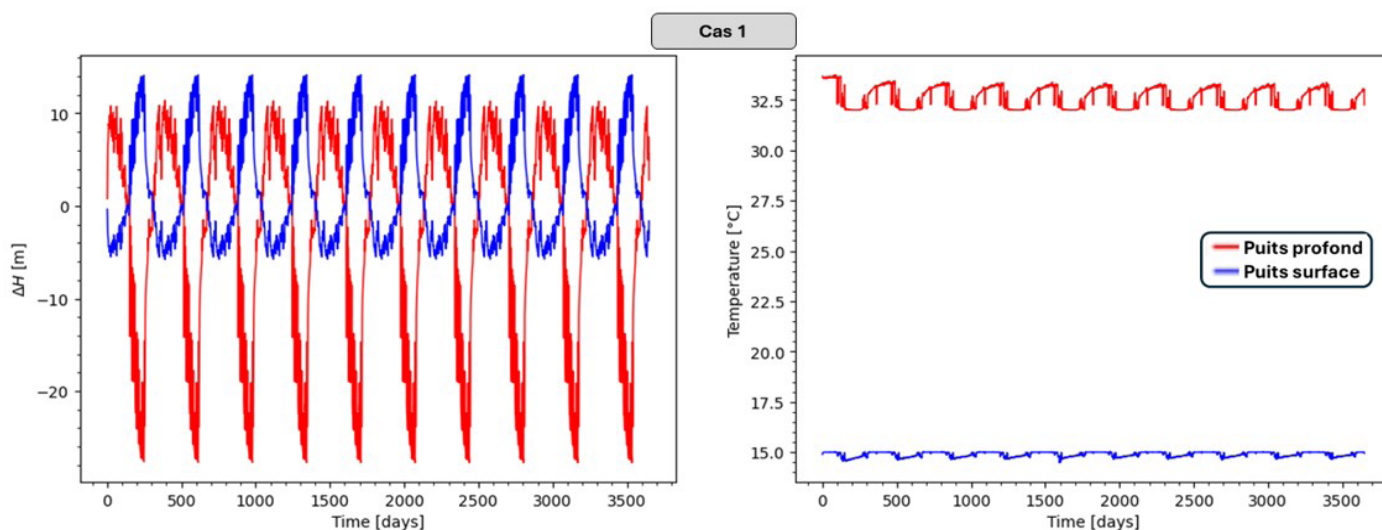


FIGURE 72 : COURBES DE RABATTEMENTS (ΔH) ET PROFILS DE TEMPÉRATURES AU NIVEAU DES PUIITS GÉOTHERMIQUES POUR LE SCÉNARIO 1.

INFLUENCE DE LA CONDUCTIVITE DES GALERIES

Les cas 5, 6 correspondent respectivement à l'augmentation et la diminution de la conductivité hydraulique des galeries (K_{galeries}), d'un ordre de grandeur par rapport aux valeurs du cas 1, tel que : $K_{\text{galeries_cas5}} = 100K_{\text{galeries_cas1}}$ et $K_{\text{galeries_cas6}} = 0,10K_{\text{galeries_cas1}}$

La Figure 73 montre les résultats des simulations relatives à ces deux cas. En ce qui concerne les rabattements, on observe, pour le cas 5, des valeurs inférieures à 10 m au niveau des 2 puits géothermiques. Pour le cas 6, les rabattements sont supérieurs à 20 m au puits superficiel et à 50 m au niveau du puits profond (soit 2 fois les valeurs obtenues dans le cas 1). En toute logique, le cas 5 est favorable à la mobilité de l'eau et minimise donc la pression à exercer pour injecter ou extraire l'eau. Les pressions maximales observées (5 bars) restent néanmoins raisonnables.

En ce qui concerne les températures, au niveau du puits froid et dans les 2 cas, les valeurs les plus faibles obtenues sont autour de 14,5°C mais tendent à se stabiliser à la température d'injection de froid (15°C). Au niveau du puits chaud, le constat est différent, notamment dans le cas 5 où la température se stabilise à 33,7°C, après injection d'eau à 32°C, alors qu'il y a une baisse graduelle de la température dans le cas 6. Globalement, la réaction du réservoir face aux sollicitations restent quasi-identiques dans les 2 cas. Mais en regardant de plus près l'évolution des températures au niveau puits chaud, on peut constater que :

- En début de simulation du scénario 5, il y a une légère remontée en température au puits qui permet d'atteindre 34°C pour une zone préalablement à 33,5°C. Ceci peut s'expliquer par le fait d'un drainage d'eau plus chaude en provenance de zones plus chaudes et plus profondes (d'environ 20 mètres plus bas en moyenne si l'on considère le gradient géothermique choisi). Dans le cas 6, il y a plutôt une baisse de température en début de simulation car la chaleur extraite n'est pas compensée rapidement en raison de la faible perméabilité ;
- Le réservoir arrive à rééquilibrer rapidement les températures au niveau des deux puits à leurs valeurs initiales avant la prochaine injection. Mais ce n'est pas le cas dans le scénario 6, conduisant à une baisse graduelle de la température de 0,5°C au niveau du puits chaud, après 2 ans d'exploitation (simulation) ;

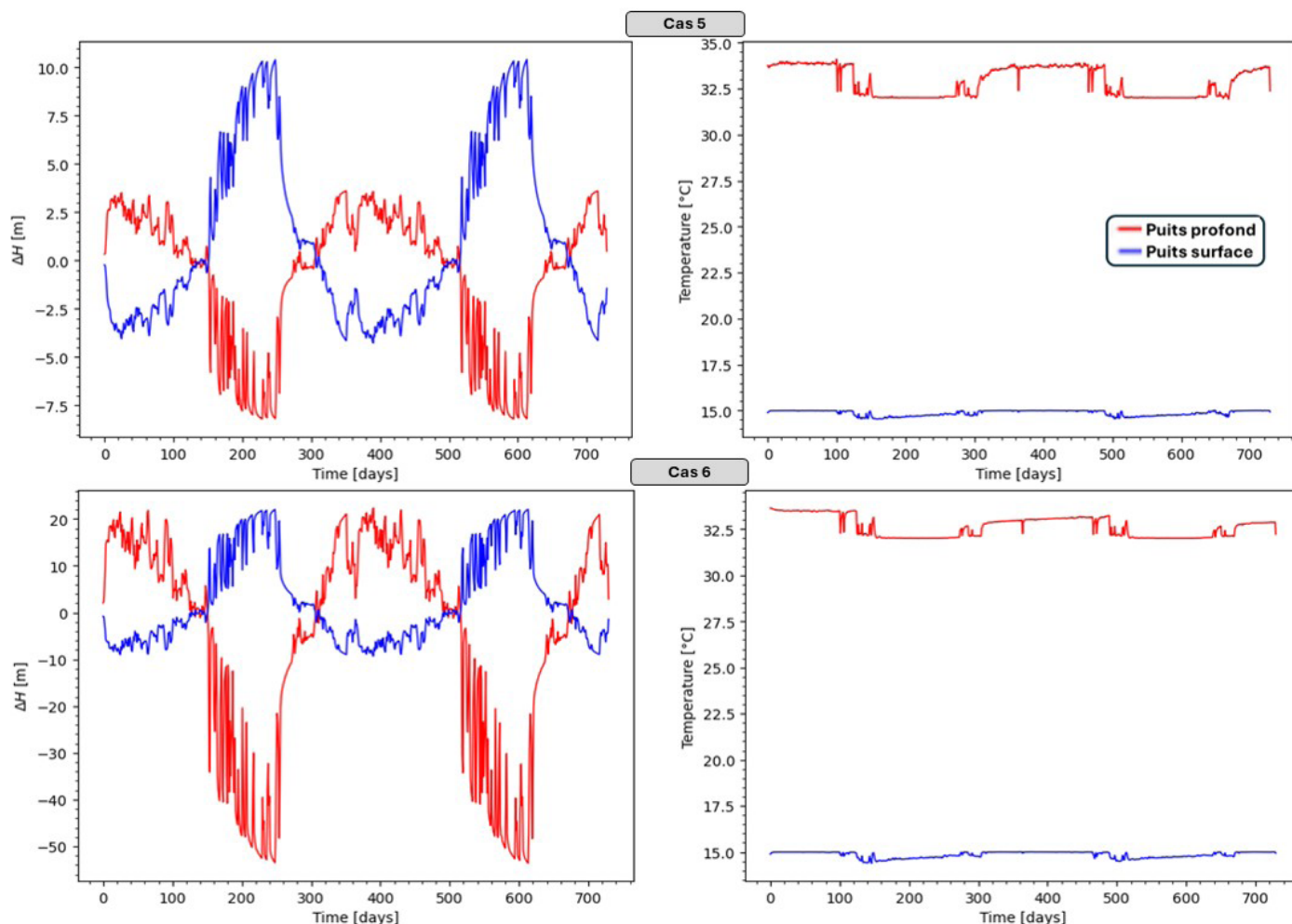


FIGURE 73 : COURBES DE RABATTEMENTS (ΔH) ET PROFILS DE TEMPÉRATURES AU NIVEAU DES PUIITS GÉOTHERMIQUES POUR LES SCÉNARIOS 5 ET 6.

- Le réservoir arrive à rééquilibrer rapidement les températures au niveau des deux puits à leurs valeurs initiales avant la prochaine injection. Mais ce n'est pas le cas dans le scénario 6, conduisant à une baisse graduelle de la température de $0,5^{\circ}\text{C}$ au niveau du puits chaud, après 2 ans d'exploitation (simulation) ;
- Dans le cas 5, les températures extraites au puits chaud sont supérieures à celles extraites dans le cas de référence (cas 1) car il y a plus d'écoulements en provenance des niveaux profonds, favorisés par une plus grande perméabilité des galeries.

Finalement, la variation de K_{galeries} a un fort impact sur les écoulements et la distribution des températures dans les différents compartiments de la mine. L'augmentation K_{galeries} a un effet bénéfique sur la disponibilité de l'énergie géothermique.

INFLUENCE DE LA CONDUCTIVITE DES PUIITS MINIERS

Les cas 8 et 9 correspondent respectivement à l'augmentation et la diminution de la conductivité hydraulique des puits miniers (K_{puits}) par rapport à $K_{\text{puits_cas1}}$. Sur base de la Figure 74, il ressort que le système n'est pas très sensible à la variation de K_{puits} , pour des gammes de valeurs comprises entre 10^{-5} et 10^{-3} m/s, soit entre 10 et 1000 Darcy. En effet, les valeurs sont quasi-identiques à celles obtenues dans le scénario 1.

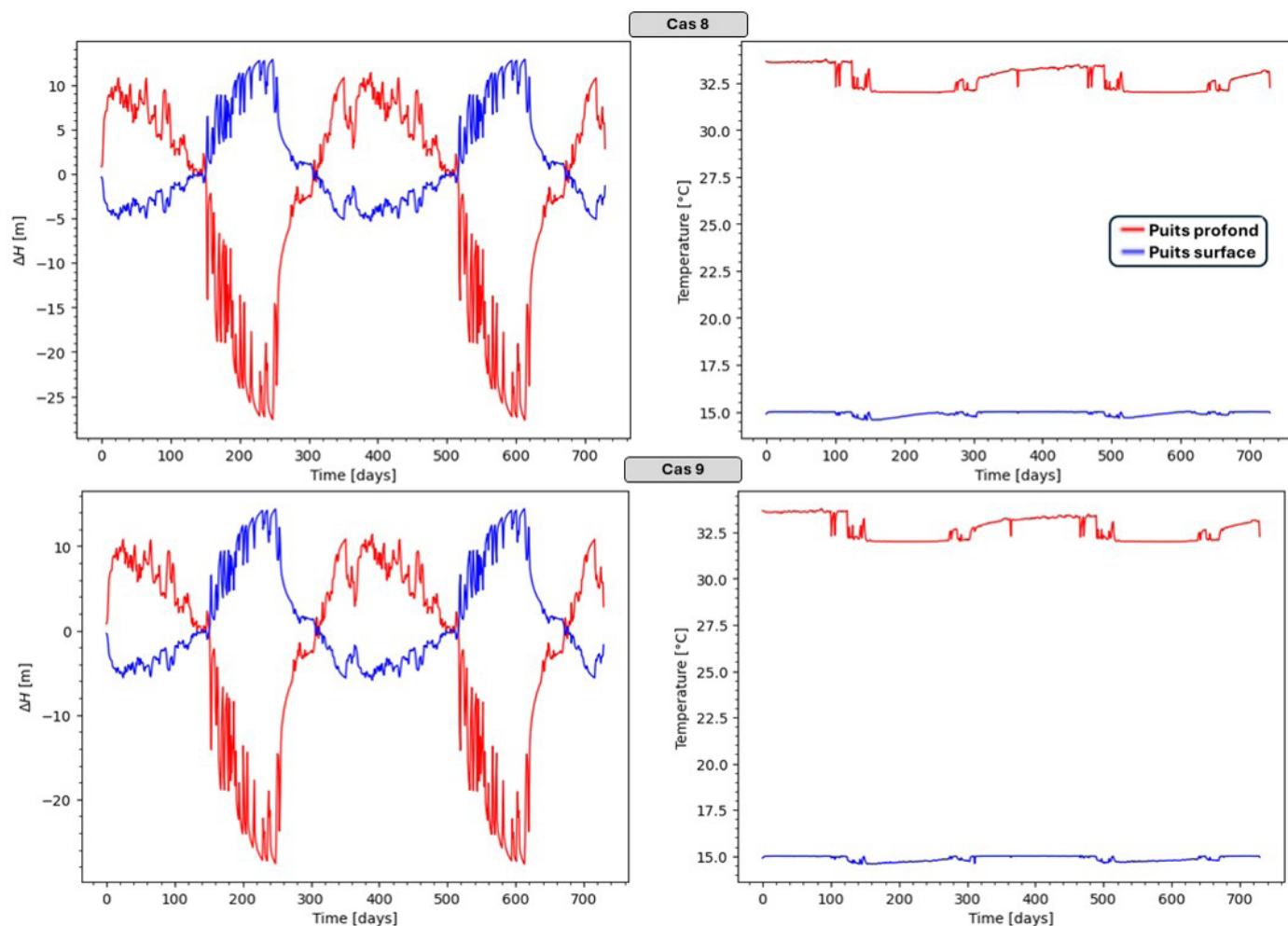


FIGURE 74 : COURBES DE RABATTEMENTS (ΔH) ET PROFILS DE TEMPÉRATURES AUX PUIITS GÉOTHERMIQUES DANS LES SCÉNARIOS 8 ET 9.

L'augmentation de K_{puits} , conduit logiquement à une diminution des rabattements d'environ 5 m par rapport aux valeurs du cas 1. La dynamique de l'écoulement suit la logique car elle s'affaiblit quand K_{puits} diminue. Au niveau des températures, on ne constate pas d'effet significatif de la variation de K_{puits} . Les profils de températures sont très similaires. Toutefois, en observant de plus près le profil de température au niveau du puits superficiel, on se rend compte d'un faible réchauffement de la partie supérieure du réservoir lors de l'augmentation de K_{puits} (cas 8). Ce réchauffement proviendrait d'un afflux plus important d'eau drainée depuis niveaux inférieurs (plus chauds) au travers des puits miniers vers le puits géothermique superficiel, lors d'une phase de pompage sur le puits superficiel. Cette hausse de température n'est toutefois pas alarmante car les températures au puits froid restent en dessous de la température injectée (15°C).

INFLUENCE DE LA CONDUCTIVITE DES ZONES FOUROYEES (PANNEAUX)

Les cas 10 et 11 correspondent respectivement à l'augmentation et la diminution d'un ordre de grandeur de K_{panneau} . La Figure 75 montre que le modèle réagit fortement aux variations de K_{panneau} . En effet, au niveau des rabattements, ces variations mènent à :

- Une diminution des rabattements de l'ordre de 10 m (soit 1 bar en pression maximale à appliquer) par rapport au cas 1, dans le cas l'augmentation K_{panneau} .
- Une augmentation importante des pressions (5 bars contre 2,7 bars dans le cas 1). C'est près de 2 fois les pressions à appliquer dans le scénario 1.

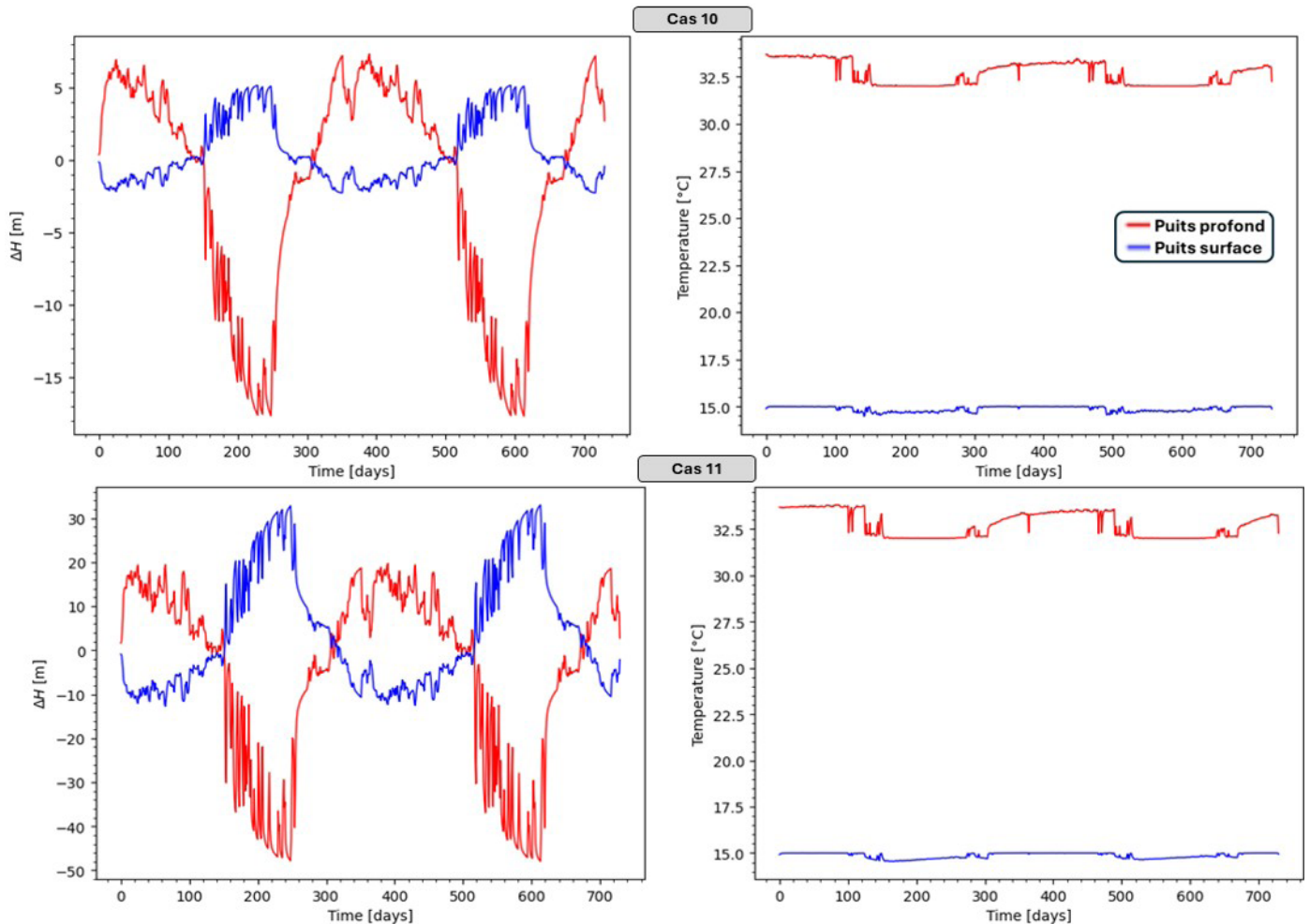


FIGURE 75 : COURBES DE RABATTEMENTS (ΔH) ET PROFILS DE TEMPÉRATURES AU NIVEAU DES PUIITS GÉOTHERMIQUES POUR LES SCÉNARIOS 10 ET 11.

Au niveau des températures, les profils de températures sont quasi-identiques et montrent un réservoir qui peut fournir des températures de 33,3°C en profondeur et 14,5°C en proche-surface.

Les réponses du modèle aux variations de K_{panneau} sont du même ordre que celles observées lorsqu'on varie K_{galeries} . Ceci indique que les écoulements sont également importants dans les zones foudroyées, même si la circulation des eaux est plus importante aux niveaux des galeries du fait de leur plus grande perméabilité. C'est ce qui est illustré sur la Figure 76, qui montre les zones du modèle affectées par l'injection d'eau froide au niveau du puits superficiel. Cette figure donne un aperçu des volumes disponibles, dans les alentours du puits superficiel, pouvant servir au stockage de froid, par exemple.

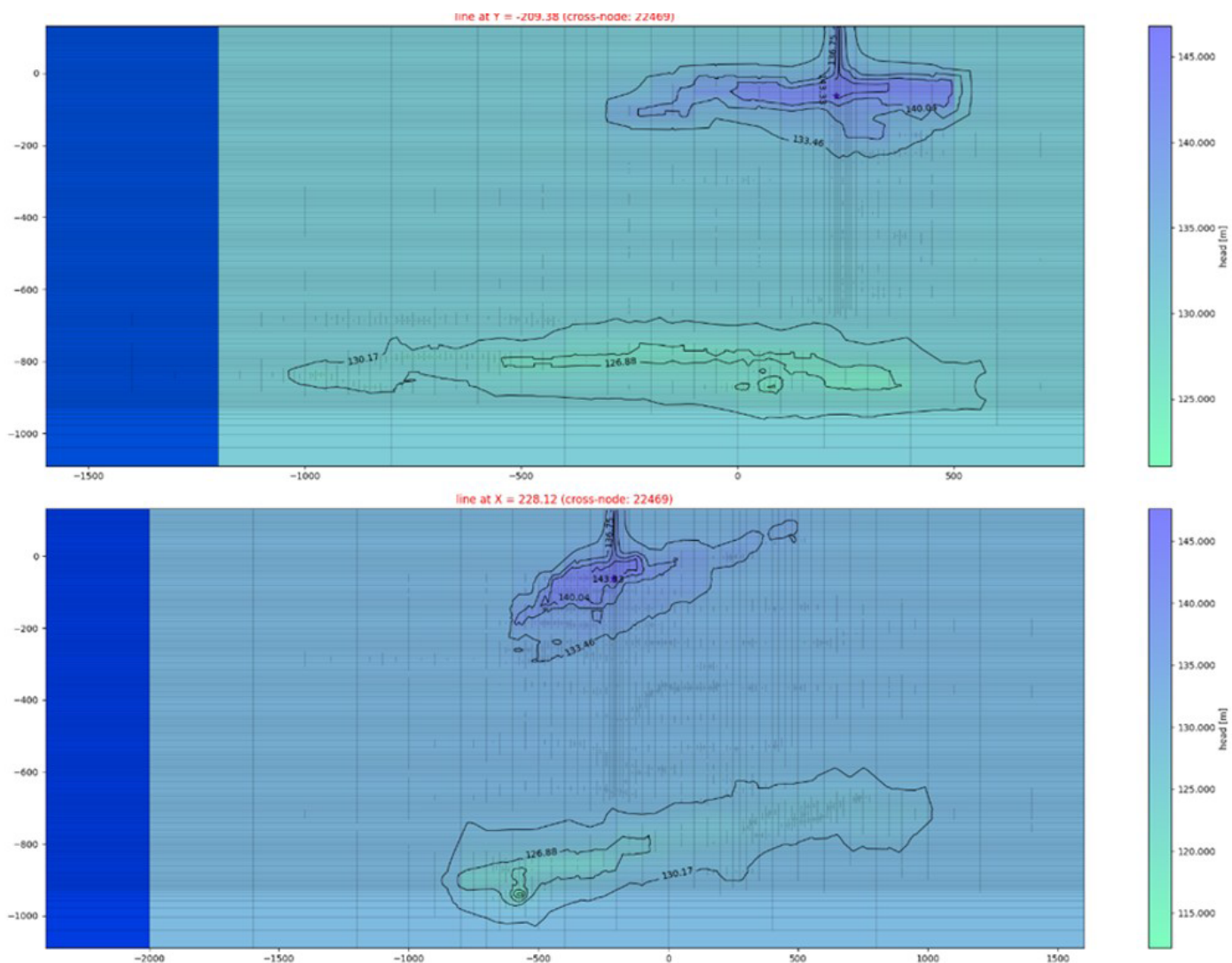


FIGURE 76 : SECTION E-O (EN HAUT) ET N-S (EN BAS) MONTRANT LA PIÉZOMÉTRIE AU NIVEAU DES PUIXS GÉOTHERMIQUES EN HIVER (SYSTÈME EN MODE « HEATING »).

INFLUENCE DE LA CONDUCTIVITE DES ZONES FRACTUREES

Les cas 12 et 13 correspondent respectivement à l'augmentation et la diminution, d'un ordre de grandeur, de la conductivité hydraulique des zones fracturées développées autour des travaux miniers ($K_{\text{fractures}}$).

Sur la Figure 77, on remarque que la variation de $K_{\text{fractures}}$ n'a apparemment aucun effet sur les températures aux puits géothermiques. On obtient la même réponse en température que dans le cas de référence. C'est plutôt au niveau des rabattements que les effets sont ressentis. Les réponses en pression du modèle sont du même ordre de grandeur que celles obtenues lorsque l'on fait varier K_{panneau} .

Ce comportement du modèle donne l'impression que les zones sollicitées ici sont globalement les mêmes que les zones foudroyées (panneaux). En effet, les mêmes réponses en température indiqueraient que les zones (niveaux) sollicitées sont les mêmes, bien que l'augmentation de $K_{\text{fractures}}$ puisse améliorer la surface d'échange. De plus, ces zones fracturées étant toujours à proximité des zones foudroyées, ce comportement du modèle à la variation de $K_{\text{fractures}}$ pourrait indiquer simplement le rôle de ces régions fracturées dans la facilitation des écoulements, depuis les zones foudroyées (ou autres régions) vers les zones de pompages (puits géothermiques). C'est d'ailleurs ce qui expliquerait le faible impact sur les températures aux puits, indiquant que les eaux drainées proviendraient d'autres régions que ces zones fracturées. En somme, ces réponses du modèle montrent l'importance des zones fracturées dans la facilitation des écoulements et la connectivité entre les différentes régions du modèle, surtout le contact avec les zones foudroyées.

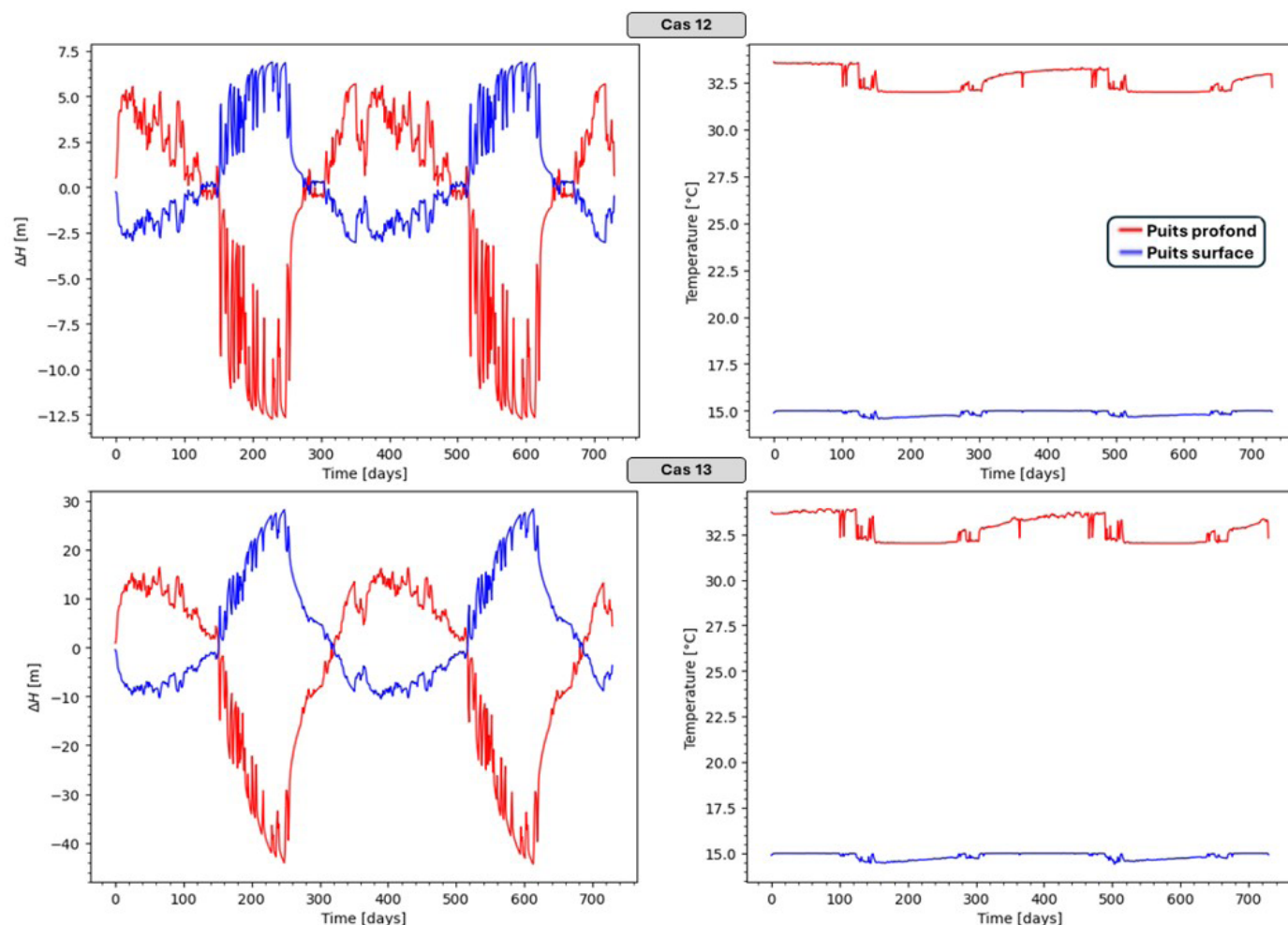


FIGURE 77 : COURBES DE RABATTEMENTS (ΔH) ET PROFILS DE TEMPÉRATURES AUX PUIITS GÉOTHERMIQUES DANS LES SCÉNARIOS 12 ET 13.

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

Se basant sur les résultats de simulation du cas de référence « cas 1 », la production d'énergie géothermique de la mine a été calculée. Cette production simulée a été comparée aux données concernant la demande en chaud et en froid (Figure 78). On constate que la demande en chaud/froid est bien satisfaite à chaque saison, tout au long des 10 années de simulation. On se rend aussi compte qu'il y a une légère baisse d'énergie produite simulée, d'environ 0,5 MWh/an (environ 1% de l'énergie produite par année), qui va influencer la pérennité du réservoir géothermique à long terme. Par conséquent, une adaptation des débits annuels de production/injection devra être envisagée au bout de plusieurs années afin d'assurer une production constante d'énergie géothermique. Cette mesure aurait toutefois comme conséquence une accélération de la déplétion thermique du réservoir.

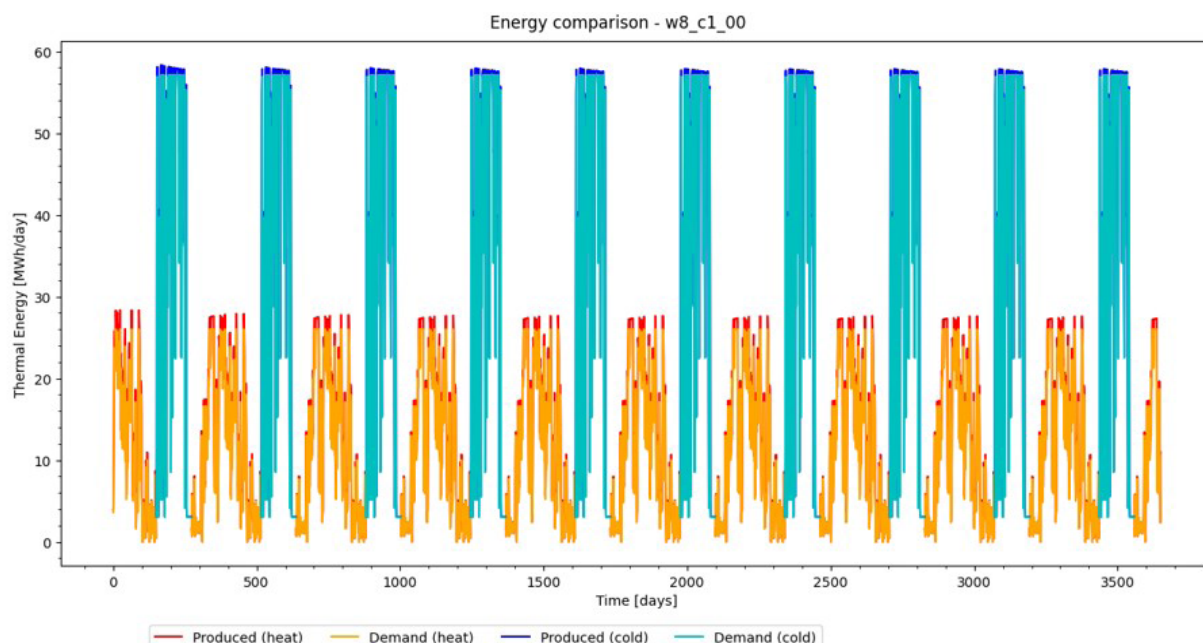


FIGURE 78 : COMPARAISON ENTRE LA DEMANDE ET LA PRODUCTION ÉNERGÉTIQUE.

Conclusions du modèle hydrogéologique 3D ATES

La modélisation ATES avait pour objectif de se faire une idée de la contribution de ces régions au niveau des écoulements et de la capacité de la mine à produire et stocker de l'énergie géothermique. L'étude de sensibilité réalisée sur le modèle ATES avait pour but d'évaluer la réponse du modèle à la variation de la conductivité hydraulique de chaque région (galeries, puits miniers, panneaux foudroyés et zones fracturées), qui est l'un des paramètres incertains et important de cette étude.

Les résultats des différentes simulations montrent que les écoulements ont principalement lieu via les galeries et les panneaux foudroyés. Contrairement aux simulations réalisées sur le modèle EPANET, pour lesquelles les puits miniers jouent un rôle significatif sur les écoulements et les transferts thermiques, les simulations sur le modèle ATES ont montré que ces puits miniers ne jouent pas un rôle aussi important, du fait de la présence d'autres zones perméables telles que les panneaux foudroyés et les zones fracturées (absents dans le modèle EPANET) qui servent de zones d'écoulement et de stockage thermique plus favorable que les puits miniers (en majorité remblayés, à ce jour).

Au niveau thermique, les simulations du modèle ATES ont montré que les températures injectées dans le réservoir sont bien conservées, offrant une production constante d'eau aux températures désirées : eau chaude à près de 33,5°C et eau froide à environ 14,5°C.

Au niveau énergétique, la réponse du modèle ATES montre que la demande en chaud et en froid est assurée tout au long des années simulées, le réservoir assurant dès lors un stockage thermique efficace, même si une légère diminution de 0,5 MWh/an est constatée (environ 1% de l'énergie produite).

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 800 m et 300 m. 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 24. 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 24 : COÛTS D'INVESTISSEMENT POUR LES PUIITS.

2.7.2. Réseau thermique

Le tracé proposé en première intention relie les 3 bâtiments initialement sélectionnés, incluant donc le Cinéma Pathé ; Figure 24. Cependant, en pratique, seules Ville2 et la Clinique Notre-Dame seront à relier au réseau. La distance totale comprend également 0,5 km supplémentaire afin d'inclure une marge de distance suffisante entre les 2 puits. L'emplacement exact des puits n'étant pas connu au moment de l'analyse préliminaire du business plan, la distance totale du réseau proposée dans le scénario de base est estimée à environ 1,8 km.

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 :

Coût total d'investissement = Longueur totale du réseau (km) × Coût unitaire du réseau

Le coût total estimé en utilisant les valeurs reportées dans le Tableau 25 pour le réseau thermique est de 1.260 kEUR.

Coût d'investissement du réseau thermique	
Longueur du réseau	1,8 km
Coût unitaire du réseau	700 kEUR/km
Total	1.260 kEUR

TABLEAU 25 : 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 2 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 1,9 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 26 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	60m³/h	994 kW(th)	714 kW(th)	445 kW(th)
	90m³/h	1.470 kW(th)	1.050 kW(th)	647 kW(th)
	120m³/h	1.946 kW(th)	1.386 kW(th)	849 kW(th)

TABLEAU 26 : CAPACITÉ TOTALE INSTALLÉE POUR LES SOUS-STATIONS POUR LES DIFFÉRENTS CAS DE FIGURES ANALYSÉS.

L'analyse montre qu'une puissance de 1,9 MW(th) peut être connectée dans des conditions optimales. Cependant, cette puissance reste inférieure aux 3,7 MW(th) requis définis dans le scénario de référence (section 1.3.1). Cela implique que, même dans les conditions les plus favorables, le système ne peut pas satisfaire pleinement les besoins en chauffage et refroidissement des différents bâtiments. Pour des conditions souterraines moins propices, la puissance thermique totale connectable diminue encore davantage. Par conséquent, une capacité supplémentaire de production de chaleur et de froid est nécessaire dans tous les cas. Les installations de chauffage et de refroidissement existantes peuvent être utilisées à cette fin, et puisqu'elles sont déjà en place, aucun coût supplémentaire n'est à prévoir. Dans les calculs ultérieurs, cette capacité supplémentaire est exclue, l'accent étant mis sur la faisabilité technique et économique du système Géomine en lui-même.

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 (1,9 MW) produira environ 6,3 GWh de chaleur et 5 GWh de froid par an. Les systèmes plus petits produiront moins (Tableau 27).

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 60m³/h	4810	2788	2788	3577	3041	2485
90m³/h	5812	4960	3649	4349	3676	2907
120m³/h	6265	5677	4377	5001	4224	3307

TABLEAU 27 : 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 26 se traduit par le Tableau 28 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	572 kEUR	411 kEUR	256 kEUR
	90m ³ /h	845 kEUR	604 kEUR	372 kEUR
	120m ³ /h	1.119 kEUR	797 kEUR	488 kEUR

TABEAU 28 : 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 7,6 MEUR. Une répartition des différents éléments est présentée dans la Figure 79.

Scenario de base: coûts d'investissement

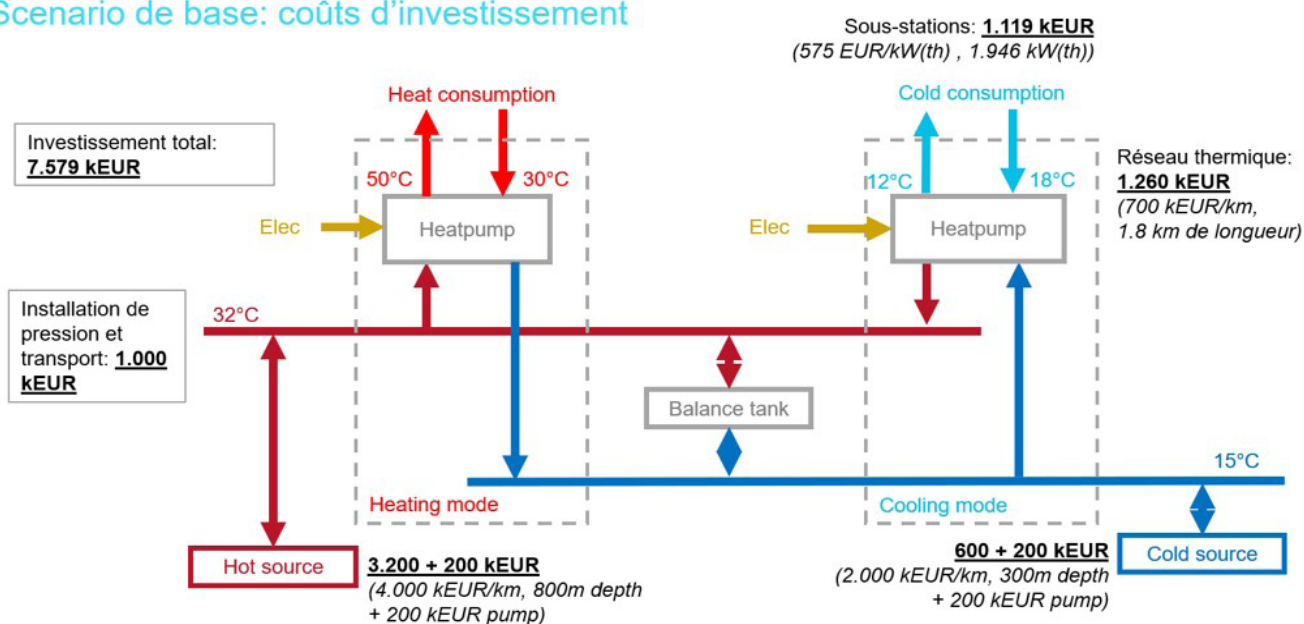


FIGURE 79 : RÉSUMÉ DE LA RÉPARTITION DES COÛTS D'INVESTISSEMENT.

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 29.

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 29 : 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 1,9 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** : 54 % du coût total, soit environ 295 kEUR.
- **Coût pour les pompes à chaleur pour la production de froid** : 36 % du coût total, soit environ 201 kEUR.
- **Coût de maintenance** : Cette partie représente une proportion significative du reste du coût, à environ 50 kEUR, soit 9 % du total.
- **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 80).

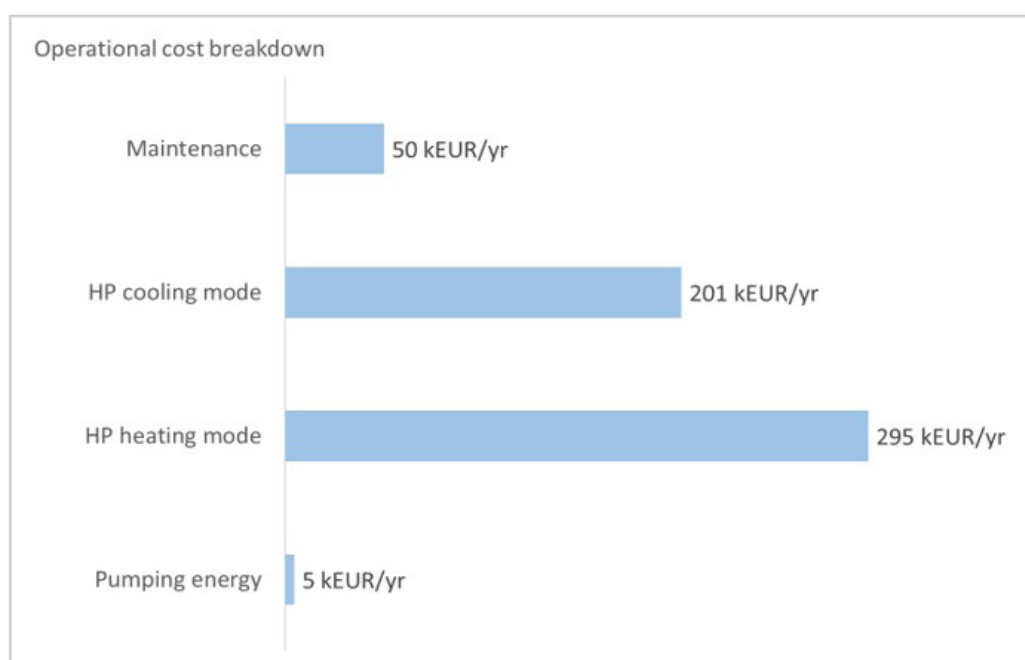


FIGURE 80 : STRUCTURE DE RÉPARTITION DES COÛTS OPÉRATIONNELS.

Pour un système de même taille, les revenus annuels sont estimés à environ 618 kEUR par an. Presque 70 % de ces revenus proviennent de la vente de chaleur, ce qui représente environ 480 kEUR. Le reste des revenus provient de la vente de froid.

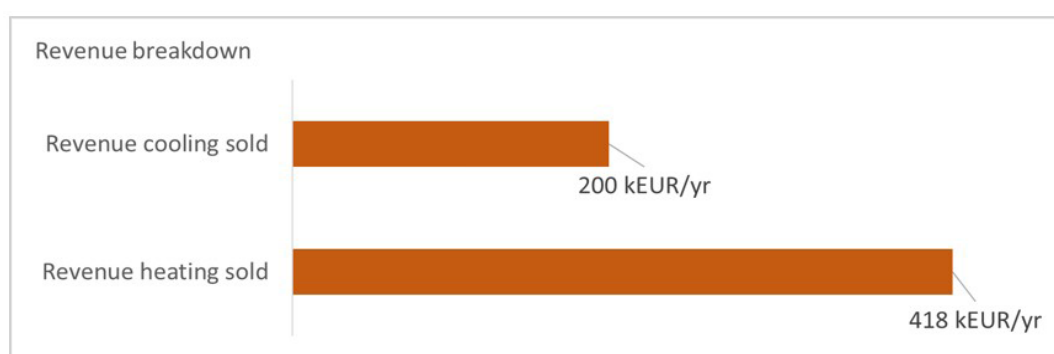


FIGURE 81 : STRUCTURE DE RÉPARTITION DES REVENUS.

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 5,0 et 7,6 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 82 montre le revenu net (revenus - coûts opérationnels) en fonction du coût d'investissement.

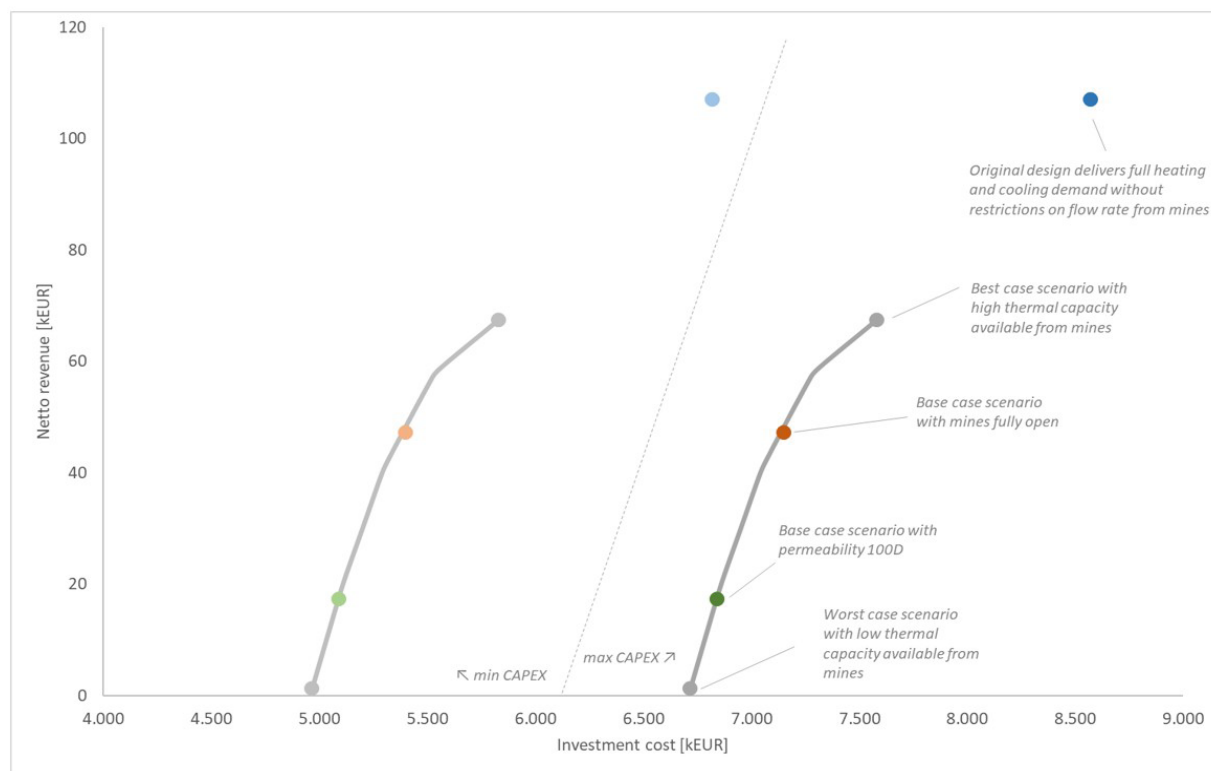


FIGURE 82 : REVENUS NETS EN FONCTION DES COÛTS D'INVESTISSEMENT POUR DIFFÉRENTES TAILLES DE SYSTÈMES.

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). 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.

Le sommet de chaque ligne représente la situation où la capacité thermique disponible des mines est la plus élevée. Dans ces conditions, le système Géomine peut atteindre sa taille maximale (1,9 MW(th)), ce qui signifie également que le coût d'investissement sera maximal. Les revenus nets sont estimés à environ 67 kEUR par an.

Dans le cas où la capacité thermique disponible des mines est plus faible, la taille du système Géomine diminue, entraînant ainsi une réduction du coût d'investissement. Les revenus nets diminuent également pour les systèmes de plus petite taille. Dans les conditions les plus défavorables, les revenus nets peuvent même chuter presque à zéro.

Deux scénarios correspondant à aux situations extrêmes modélisées pour le sous-sol sont considérés par la suite :

- Le scénario de base avec les puits de mines et galeries entièrement ouverts se traduisant par des températures de production de l'ordre de 17/27°C et un débit maximal de 120 m³/h. Dans ce cas, le coût d'investissement se situe entre 5,4 et 7,1 MEUR. Les revenus nets sont estimés à environ 47 kEUR par an.
- Le scénario de base avec des galeries ouvertes mais une perméabilité de 100 Darcies pour les puits de mine se traduisant par un régime de température de production de 22,5/29°C et un débit maximal de 100 m³/h. Le coût d'investissement se situe entre 5,1 et 6,8 MEUR. Les revenus nets sont estimés à 17 kEUR par an.

Ces deux conditions sont considérées comme les plus réalistes et leur retour sur investissement est donc examiné plus en détail.

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.

La Figure 83 montre la plage du retour sur investissement pour le scénario avec galeries et puits de mine entièrement ouvertes, avec et sans subventions incluses. Des subventions de 45 %, 55 % et 65 % ont été prises en compte pour les grandes, moyennes et petites entreprises, respectivement. Il est clair que les subventions réduisent drastiquement le retour sur investissement. Cependant, le temps de retour sur investissement doit également être évalué par rapport à la durée de vie technique de l'installation, qui est comprise entre 40 et 50 ans. Seule une subvention de 65 % (pour les petites entreprises) peut ramener le retour sur investissement sous la durée de vie de l'installation. Dans tous les autres cas, le retour sur investissement dépasse la durée de vie technique.

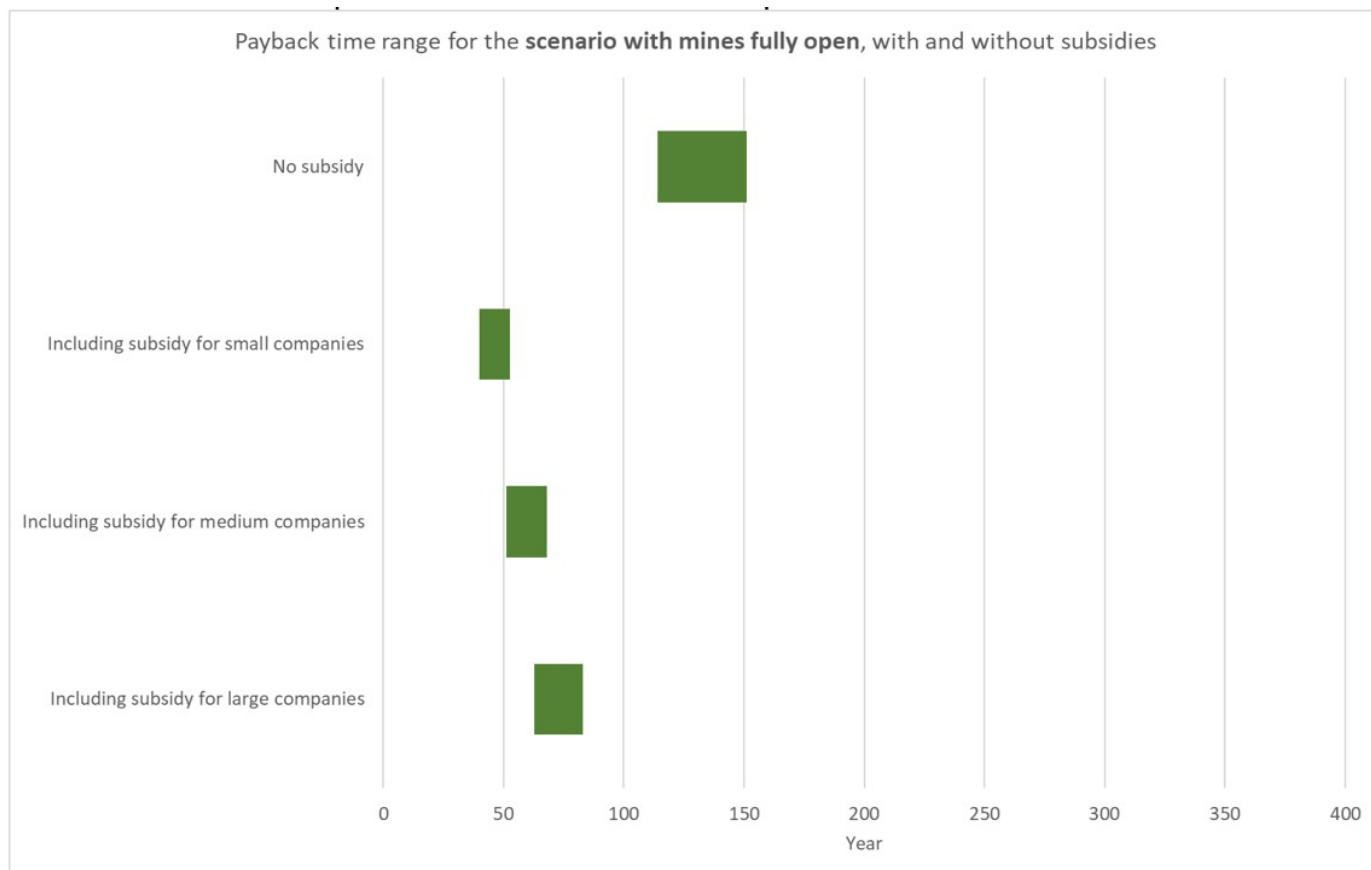


FIGURE 83 : PLAGE DU TEMPS DE RETOUR SUR INVESTISSEMENT POUR LE SCÉNARIO AVEC DES GALERIES ET Puits DE MINE OUVERTS.

Pour le scénario avec une perméabilité de 100 Darcies, le temps de retour sur investissement sera toujours supérieur à la durée de vie technique prévue, avec ou sans subventions (Figure 84).

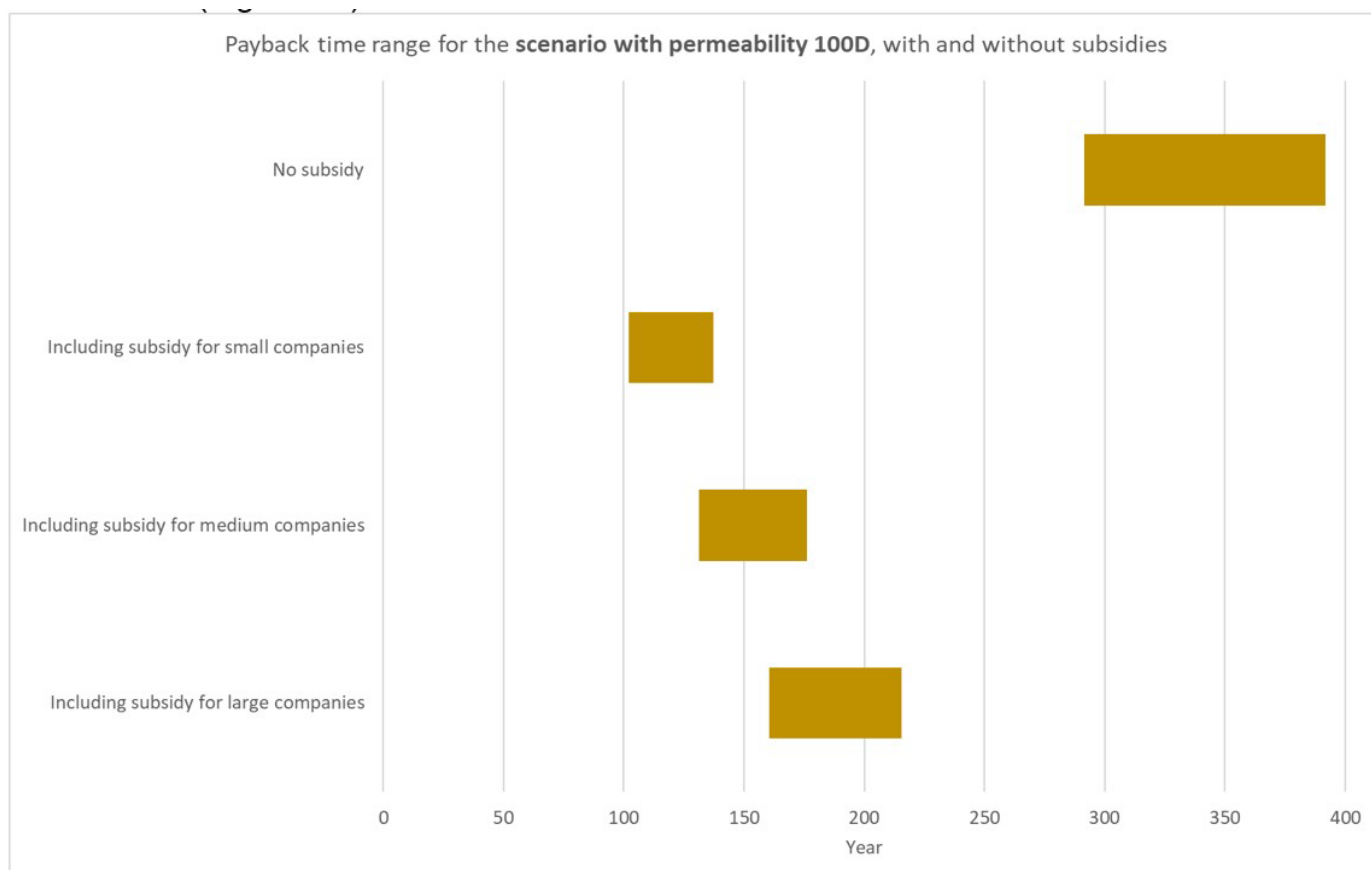


FIGURE 84 : PLAGE DU TEMPS DE RETOUR SUR INVESTISSEMENT POUR LE SCÉNARIO AVEC UNE PERMÉABILITÉ DE 100 DARCIES.

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 2.237 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 35 % à 50 % pourrait être atteinte (Tableau 30).

	Émissions de CO ₂ - (ton/yr)	Reduction (ton/yr)
Situation actuelle du scénario de base	2.237	-
Scenario avec galeries et puits de mine ouverts	1.128	-1.109 (-50%)
Scenario avec puits de mine remblayés (perméabilité de 100D)	1.464	-773 (-35%)

TABLEAU 30 : TABLEAU RÉSUMANT LES ÉMISSIONS DE CO₂ ACTUELLES ET DANS LE CAS DE DIVERS SCENARIOS DE SYSTÈMES GÉOMINE 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 11.871 MWh. En passant au système Géomine, une réduction de 10 % à 14 % pourrait être réalisée, en fonction de la taille du système.

	Consommation d'énergie primaire- (MWh/yr)	Reduction (MWh/yr)
Situation actuelle du scénario de base	11.871	-
Scenario avec galeries et puits de mine ouverts	10.179	-1.692 (-14%)
Scenario avec puits de mine remblayés (perméabilité de 100D)	10.689	-1.182 (-10%)

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

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 Geomine 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'ennoyage, 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 minimales 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 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 Mons. 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 entraîner 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 Charleroi.

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 à Charleroi pourrait potentiellement répondre à la demande de chaleur des clients si le gradient de température attendu (23°C/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 31 pour les puits peu profonds et profonds. Les emplacements et profondeurs recommandés des puits sont décrits et illustrés dans le Tableau 31 et la Figure 63. 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 Géomine global.	Identification et caractérisation des intervalles perméables : Panneaux et Galeries.	Via diagraphies de forage et porosité neutron. 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.
	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 31 : 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 100 m.

	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 œuvre												■	■	■	■	
Tests														■	■	
Exploitation																■

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 Charleroi, 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 Charleroi, 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, le site Ville Haute de Charleroi avec pour centre de gravité Ville2.

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.

Concernant la faisabilité technique du projet, les résultats des simulations des modèles de type « réseau de conduits » avec écoulement principalement dans les galeries et puits de la mine indiquent une capacité de refroidissement limitée. Ils indiquent également que la connectivité du réservoir, liée en partie à l'état des puits et galeries et les volumes accessibles à faibles profondeurs sont les sources d'incertitudes les plus importantes sur ce site susceptibles d'impacter la capacité thermique du réservoir minier et l'évolution de celle-ci dans le temps. Cette approche est cependant conservatrice et les résultats des simulations incluant tous les éléments du réservoir minier (galeries + panneaux + massif) sont plus positifs. En effet, ils indiquent que le potentiel sous-sol pourrait couvrir la totalité de la demande estimée si la roche encaissante et les zones impactées par l'exploitation passée sont mises à contribution. Dans ce cas, les températures de production restent relativement stables, et les variations de pression attendues sont acceptables pour les scénarios modélisés.

La faisabilité économique du pilote pourra quant à elle être améliorée si des consommateurs présentant une demande en chaud et en froid plus adaptée au concept de 5GDHC souhaitent se connecter au réseau. En effet, à ce jour, la demande de chaleur concerne principalement du chauffage haute température et du refroidissement basse température, qui ne sont pas optimaux pour ce type de réseaux. Des températures plus adaptées auraient un impact sur les OPEX du système et rendrait le business plus attractif.

En conclusion, en l'état actuel des connaissances, les résultats de l'étude de faisabilité dans le bassin de Charleroi n'ont pas permis de donner le GO pour lancer de projet pilote. Il est impératif qu'une phase exploratoire, visant au forage des puits du système, soit lancée pour dérisquer le lancement du pilote.

RÉFÉRENCES

Aderca B.M., Pastiels A., Willièrè Y., 1961. Etude géologique du bassin houiller de Charleroi, Charbonnages de Monceau-Fontaine et Charbonnages Mambourg, Sacré-Madame et Poirier réunis, étude stratigraphique et tectonique dans le Massif du Gouffre. Centre national de géologie houillère, document n°4, 112p.

Bruwier M. & Bianchi M., 1999. Les machines d'exhaure Newcomen dans les bassins houillers du Hainaut belge in Benoit P. & Verna C. (eds), Le charbon de terre en Europe occidentale avant l'usage industriel du coke, Proceeding of the XXth International Congress of History of Science, Liège, 20-26 juillet 1997, volume IV.

Delcambre & Pingot, 2000. Carte géologique de Wallonie au 1/25.000ème, Planchette Fontaine-L'Évêque – Charleroi.

Delecourt J., 1946. Géochimie des eaux houillères du Hainaut. Annales de la Société Géologique de Belgique, LXXI : B407-418

Habils F., Roland S., Rorive A., 2014. Carte hydrogéologique de Wallonie au 1/25.000ème, Planchette Fontaine-L'Évêque – Charleroi.

Harcouët-Menou, V., Dirix, K., Vermeiren, K., Uljee, I., Petitclec, E., Baudinet, C., Vercruysse, J., Orban, P., Dassargues, A., Pauk, C., Descamps, A., Yasse, S., Cuvelier, N., 2023. Détermination du potentiel de la géothermie peu profonde (moins de 500m) pour la production de chaleur et de froid en Wallonie. Rapport SPW.

Kaisin F. Jr, 1950. Les bassins houillers de Charleroi et de la Basse-Sambre. Description géologique générale. Annales des Mines de Belgique, 1950 : 6-11.

S.A. des Charbonnages-réunis (Mambourg) à Charleroi, 1900. Notice rédigée à l'occasion de l'Exposition Universelle de Paris de 1900, 31 pp. + 2 pl.

Snel M.J., 1963. Infiltration des eaux dans les mines du Bassin de Charleroi-Est. Annales des Mines de Belgique, 1963 : 997-1007.

Snel M.J. 1964. Evolution géochimique des eaux du Houiller dans les mines du Bassin de Charleroi. Techniques de l'Eau 208 : 21-32.

Stainier X., 1900. Stratigraphie du Bassin houiller de Charleroi et de la Basse-Sambre. Bulletin de la Société belge de Géologie, de Paléontologie et d'Hydrologie, 15 : M1-59

Vander Maelen Ph., circa 1865. Carte des charbonnages des environs de Charleroi.

Wanko A. 2016. Cartographie de la vulnérabilité. Lien : Cartographie de la vulnérabilité (unit.eu). Consulté en 2024

Étude réalisée pour le SPW Energie (SPW TLPE)

Auteurs :

Harcouët-Menou Virginie (VITO)
Hernandez Edgar (VITO)
Moermans Gert (VITO)
Neven Thomas (VITO)
Kaufmann Olivier (UMONS)
N'Depo Yanick (UMONS)
Martin Thierry (UMONS)
Dupont Nicolas (UMONS)
Thomas Waroux (UMONS)
Vincent Becue (UMONS)
Koutra Sesil (UMONS)

