



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

RÉSUMÉ

Ce rapport présente une synthèse de l'étude menée dans le bassin de Mons, visant à évaluer la faisabilité d'un projet pilote en géothermie minière. Le site de Boussu, identifié comme le plus favorable dans le Bassin houiller de Mons, 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.

Une analyse techno-économique préliminaire a été réalisée pour évaluer l'adéquation entre le concept proposé et la demande identifiée en surface. Les résultats montrent qu'en l'état actuel, le modèle économique n'est pas favorable, principalement en raison de la nature et du volume limité de la demande.

Face à ces constats, une analyse du sous-sol dans la zone d'étude s'attachant à évaluer la capacité globale du réservoir a été conduite comprenant la réalisation d'une série de modélisations du comportement du réservoir minier face à des sollicitations définies. Les simulations ont permis d'identifier la position optimale des puits pour le système Géomine, d'anticiper l'intégration de nouveaux clients potentiels compatibles avec le concept, et d'estimer les capacités maximales du réservoir, notamment en termes de débits de production. Elles ont également 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 Boussu est 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 une demande énergétique insuffisante et non adaptée au concept 5GDHC, ainsi que la nécessité de mener une phase exploratoire incluant le forage des puits pour évaluer les paramètres hydrauliques du réservoir. Ces derniers pourraient influencer significativement sa capacité.

TABLE DES MATIÈRES

RÉSUMÉ	2
TABLE DES MATIÈRES.....	3
LISTE DES FIGURES	5
LISTE DES TABLEAUX	9
LISTE DES ACRONYMES.....	11
LISTE DES SYMBOLES.....	12
INTRODUCTION	13
Présentation du Concept Géomine et réseaux 5GDHC	15
Les sous-stations équipées de pompes à chaleur géothermiques fournissent de la chaleur et du froid à la température requise	15
Le réseau d'énergie thermique ferme la boucle énergétique	16
Les mines pour le stockage de chaleur et de froid	17
La demande de chaleur à basse température et de refroidissement à haute température est une condition essentielle.....	18
Équilibrage des demandes de chaleur et de froid	18
ÉTAPE 1 : Sélection et définition du site	19
1.1.Introduction	19
1.2.Présélection de projets/sites	19
1.3.Collecte des données	22
1.3.1.Inventaire des données et centralisation des consommations	22
1.3.2.Estimation des surfaces utiles.....	22
1.3.3.Estimation des demandes en chaud et en froid	23
1.4.Analyse des données collectées	25
1.4.1.Site 1 : Boussu-Colfontaine-Quaregnon	25
1.4.2.Site 2 : Frameries	29
1.4.3.Site 3 : Cuesmes.....	32
1.5.Classement des sites	35
ÉTAPE 2 : Étude de faisabilité et application du concept Géomine au site sélectionné	37
2.1.Introduction	37
2.2.Concept GEOMINE appliqué au site pilote.....	37
2.3.Synthèse des données de surface	38
2.3.1.Sélection des bâtiments appropriés	38
2.3.2.Caractéristiques des bâtiments.....	38
2.3.3.Définition du scénario de base	39
2.4.Dimensionnement des composantes du système	41
2.4.1.Puits chaud et froid	41

2.4.2.Réseau thermique	42
2.4.3.Contexte minier	42
2.4.4.Description des données minières consultées.....	43
2.5.Analyse techno-économique préliminaire	43
2.5.1.Coûts d'investissement	43
2.5.2.Coûts opérationnels et revenus	44
2.5.3.Revenus nets versus coûts d'investissement.....	45
2.5.4.Temps de retour sur investissement	45
2.5.5.Conclusions de l'analyse techno-économique préliminaire.....	46
2.6.Collecte et synthèse des données sous-sol	46
2.6.1.Définition de la zone d'étude.....	46
2.6.2.Cadre géomorphologique, géologique et hydrogéologique	47
2.6.3.Contexte minier	51
2.6.4.Description des données minières consultées	55
2.7.Représentations numériques en 3D des ouvrages miniers	57
2.7.1.Limite de la zone sélectionnée pour la modélisation 3D	57
2.7.2.Digitalisation des ouvrages miniers	58
2.7.3.Modélisation du réseau de puits et galeries.....	60
2.7.4.Modélisation des travaux d'exploitation	61
2.8.Modélisations du comportement du réservoir minier	62
2.8.1.Modèle avec écoulement principalement dans les galeries	63
2.8.2.Modèle hydrogéologique ATES	76
2.9.Tarifification des services fournis	89
2.9.1.Paiement par unité d'énergie.....	89
2.9.2.Énergie en tant que service.....	89
2.9.3.Énergie en tant que service (modèle complet).....	90
2.10.Identification des risques du pilote.....	90
CONCLUSIONS.....	94
RÉFÉRENCES	96
ANNEXE A: Stockage d'énergie thermique (TES).....	97
Aspects temporels	97
Aspects spatiaux	100
ANNEXE B : Estimation du profil annuel de débit à fournir par le réservoir minier pour le stockage thermique.....	101

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).....	14
Figure 2 : Structure de l'étude.....	14
Figure 3 : Exemple de sous-station d'un réseau 5GDHC et de la pompe à chaleur (PAC)	16
Figure 4 : Exemple de schéma de réseau d'énergie thermique 5GDHC	17
Figure 5 : Les mines de charbon abandonnées fournissent un énorme volume de stockage thermique.....	18
Figure 6 : Illustration des 3 tâches clé de l'étape 1 de la mission.	19
Figure 7 : Carte « proxy potentiel géothermique des anciens charbonnages ». Le proxy utilisé est le suivant : $(\text{delta_profondeur}) \times \text{nb_couches}$	20
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.	20
Figure 9: Projets/Sites discutés avec les acteurs locaux localisés sur la carte de potentiel site calculé pour un rayon de 750m.	21
Figure 10 : Identification des grands consommateurs dans et autour des 3 sites présélectionnés.	23
Figure 11 : Site 1 Boussu-Colfontaine-Quaregnon.....	25
Figure 12 : Représentations des consommations annuelles en chaud (CC) et en froid (CF) pour les consommateurs potentiels du site 1 Boussu Colfontaine Quaregnon.....	26
Figure 13 : Identification des consommateurs supplémentaires pour le site 1 Boussu Colfontaine Quaregnon, projet de ligne BHNS et potentiel géothermique de l'étude préliminaire en Région Wallonne (VITO, UMONS, Mijnwater NV & ABO, 2019-2020).....	28
Figure 14 : Site 2 Frameries.	29
Figure 15 : Représentations des consommations annuelles en chaud (CC) pour les consommateurs potentiels du site 2 Frameries.	30
Figure 16 : Identification des consommateurs supplémentaires pour le site 2 Frameries, représentation du tunnel du Crachet et potentiel géothermique de l'étude préliminaire en Région Wallonne (VITO, UMONS, Mijnwater NV & ABO, 2019-2020).....	31
Figure 17 : Site 3 Cuesmes.....	32
Figure 18 : Représentations des consommations annuelles en chaud (CC) pour les consommateurs potentiels du site 3 Cuesmes.....	33
Figure 19 : Identification des consommateurs supplémentaires pour le site 3 Cuesmes et potentiel géothermique de l'étude préliminaire en Région Wallonne (VITO, UMONS, Mijnwater NV & ABO, 2019-2020).	34

Figure 20 : 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.	37
Figure 21 : Clients considérés sur le site de Boussu dans le scénario de base et type de service fourni à ces clients (froid et/ou chaud).	40
Figure 22 : Distribution de chaleur et de froid dans le scénario de base.....	41
Figure 23 : Structure de répartition des coûts opérationnels.	45
Figure 24 : Structure de répartition des revenus.....	45
Figure 25 : Plan de situation de la zone d'étude (contour bleu) au sein de la concession minière concernée.	47
Figure 26 : Carte géologique de zone d'étude (contour bleu) et de son voisinage (source : Marlière, 1969). En vert clair : alluvions modernes de la Haine (Al) ; en brun : sables glauconifères de la Formation de Grandglise (L1) ; en vert foncé : craies de la Formation de Trivières (Cm1). Les courbes de niveau en mauve représentent les isohypses du sommet du socle paléozoïque.....	48
Figure 27 : Coupe minière ouest-est au travers du gisement d'Hornu (tiré de Delmer, 2000).....	49
Figure 28 : Carte hydrogéologique de la zone d'étude (contour bleu) et de son voisinage (source : Bougard et al., 2017). En blanc : aquifère des alluvions modernes de la Haine ; en jaune foncé : aquifère des sables thanétiens ; en vert : aquifère des craies du Bassin de Mons.	50
Figure 29 : Établissement et charbonnages du Grand-Hornu formés par Mr H. De Gorge-Legrand in Voncken T. (c. 1854-1856), La Belgique industrielle. Vues des Établissements industriels de la Belgique.....	51
Figure 30 : Détail de la zone d'étude au milieu du 19 ^e siècle (Vander Maelen, vers 1850).	52
Figure 31 : Coupe minière nord-sud interprétée au travers du gisement du Grand-Hornu [$Y_{Mines} = 7700$ m à l'ouest du beffroi de Mons] (Delmer, 2000).	53
Figure 32 : Extrait d'une feuille de la série des nouveaux plans, couche Béchée, planchette 11/25 (plan original conservé par le SPW-DRIGM).....	56
Figure 33 : Extrait d'une feuille de la série des vieux plans, couche Belle et Bonne, planchette F-03 (plan original conservé par le SPW-DRIGM).....	57
Figure 34 : Emprise de la zone sélectionnée pour la modélisation 3D et emplacement des puits principaux et tourets.....	58
Figure 35 : Situation des puits et galeries digitalisés sur base des plans miniers.....	59
Figure 36 : Illustration d'une sélection de panneaux d'exploitation digitalisés sur base des plans miniers.....	60

Figure 37 : Vue depuis le sud-ouest du réseau de puits et galeries.....	60
Figure 38 : Vue depuis le nord-ouest sur la géométrie des couches de charbon reconstruites.	61
Figure 39 : Vue depuis le nord-ouest sur la géométrie des panneaux exploités.	62
Figure 40 : Visualisation en 3D du réseau de puits de mine, burquins et galeries de l'ancienne mine, utilisé pour la modélisation dans le logiciel EPANET.....	64
Figure 41 : Vue latérale du réseau de puits de mine, burquins et galeries de l'ancienne mine, utilisé pour la modélisation dans le logiciel EPANET.....	65
Figure 42 : Production de chaleur cumulée sur une période d'un an en fonction des paires de puits testées, cas où les puits de mines sont ouverts.....	68
Figure 43 : Emplacements optimaux des puits chauds (cercles) et froids (triangles) localisés dans la zone d'étude. Les puits froids se situent à proximité de l'hôpital EPICURA et les puits chauds à proximité du CORA-Hornu.....	69
Figure 44 : Comparaison du rabattement de la hauteur d'eau dans le puits froid (2681) avec la limite du rabattement maximale fixée à '55 m' pour différents débits (à gauche). Variation de la hauteur d'eau due au filtre (à droite).	71
Figure 45 : Température de production au puits chaud (à gauche) et au puits froid (à droite) pour différents débits en considérant les puits 2679 – 2681.	72
Figure 46 : Performances de stockage et de production de chaleur et de froid pour trois combinaisons de puits chauds et froids. Les observations au puits chauds et froids sont montrés à gauche et à droite, respectivement. En haut: Températures aux puits. Au centre: Variations de hauteur d'eau. En bas: Puissance stockée (négative) et récupérée (positive). Les températures d'injection sont de 28 °C et de 15 °C dans les puits chauds e froids, respectivement. Chaque cycle de production et de stockage dure 6 mois. La perméabilité des puits miniers remblayés est de 1000 Darcies, avec un débit de 100 m ³ /h.	74
Figure 47 : Frontières du modèle et limites de la concession.....	78
Figure 48 : Conditions aux frontières du modèle pour les écoulements (à gauche) et les températures (à droite).	78
Figure 49 : Exemple de configuration des couches d'un maillage "QuadTree en couches".	80
Figure 50 : Maillage du modèle hydrogéologique ATES.....	81
Figure 51 : Différentes parties de la mine représentées dans le modèle hydrogéologique ATES....	81
Figure 52 : Vue en plan de la position des puits miniers et des puits géothermiques au sein du modèle ATES.....	82
Figure 53 : Courbes de rabattements (ΔH) et profils de températures au niveau des puits géothermiques pour le scénario 1 – couple de puits 1.	84
Figure 54 : Courbes de rabattements (ΔH) et profils de températures au niveau des puits géothermiques pour les scénarios 2 et 3 – couple de puits 1.....	84
Figure 55 : Courbes de rabattements (ΔH) et profils de températures au niveau des puits géother-	

miques pour le scénario 1 – couple de puits 1.	85
Figure 56 : Courbes de rabattements (ΔH) et profils de températures au niveau des puits géothermiques pour le scénario 1 – couple de puits 2.	86
Figure 57 : Courbes de rabattements (ΔH) et profils de températures au niveau des puits géothermiques pour les scénarios 2, 3 et 4 – couple de puits 2.	87
Figure 58 : Quantité d'énergie produite dans le scénario 1 pour le couple de puits 1 (en haut) et le couple de puits 2 (en bas)	88
Figure 59 : Décalage saisonnier entre la production solaire (en gris clair) et la demande thermique (en gris foncé) sur une base mensuelle pour une maison individuelle écoénergétique.	98
Figure 60 : Le réseau de chauffage urbain de Vojens est équipé d'un système central de stockage thermique sensible (PTES) qui est chargé grâce à un champ de capteurs solaires pendant l'été.	99
Figure 61 : Différence entre système de stockage centralisé (A) et décentralisé (distribué) (B) dans un réseau de chaleur urbain.	100

LISTE DES TABLEAUX

Tableau 1: Consommations spécifiques de chaud et de froid par secteur. Harcouët-Menou et al., 2023.	24
Tableau 2 : Estimation des consommations annuelles en chaud (CC) et en froid (CF) totales pour le site Boussu-Colfontaine-Quaregnon	29
Tableau 3 : Estimation des consommations annuelles en chaud (CC) et en froid (CF) totales pour le site Frameries.	32
Tableau 4 : Estimation des consommations annuelles en chaud (CC) totales pour le site Cuesmes.	35
Tableau 5 : Capacité de conception sous-station dans le scénario de base.....	40
Tableau 6 : Coûts d'investissement pour les puits.....	42
Tableau 7 : Résumé de la répartition des coûts d'investissement.	43
Tableau 8 : Prix unitaires de l'énergie.	44
Tableau 9 : Puits de la zone d'étude actifs au milieu du 19 ^e siècle (d'après Vander Maelen, circa 1865).	52
Tableau 10 : Liste des couches de charbon exploitées par les charbonnages du Grand-Hornu au sein du Massif I (source : SAICOM, fonds S.A. Charbonnages du Hainaut, s.d.).	54
Tableau 11 : Caractéristiques des puits présents dans la zone d'étude d'après les éléments collationnés dans les archives du SPW-DRIGM (dossier concession 008).	55
Tableau 12 : Coordonnées des sommets du rectangle considéré pour limiter la zone sélectionnée pour la modélisation des ouvrages miniers.	58
Tableau 13 : Hypothèses concernant le diamètre et le statut des principaux objets modélisés.	65
Tableau 14 : Données utilisées pour définir les conditions initiales.	66
Tableau 15 : Propriétés supposées pour la roche et l'eau circulant dans la mine.....	66
Tableau 16 : Liste des localisations de puits chauds et froids optimales prenant en compte la distance par rapport aux principaux consommateurs (C.H. EPICURA et CORA-Hornu) et la production de chaleur cumulée.	68
Tableau 17 : Scénarios modélisés représentant diverses conditions de stockage thermique.	70
Tableau 18 : 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).	70
Tableau 19 : Caractéristiques du filtre de référence *.	71
Tableau 20 : Capacité de stockage estimée de la mine en fonction de la perméabilité du matériau de remblayage des puits de mine (« perméabilité des puits de mine »).	72
Tableau 21 : Coordonnées des paires de puits testés pour le scénario "mode saisonnier à débit	

constant de 100m ³ /h”.....	73
Tableau 22 : Performances du système pour les trois paires de puits analysées*. Perméabilité des puits remblayés : 1000 Darcies. Débit : 100 m ³ /h. Mode saisonnier : 6 mois de stockage de chaleur et 6 mois de stockage de froid.....	75
Tableau 23 : Paramètres thermo-hydrogéologiques pour le modèle ATES.....	79
Tableau 24 : Hauteurs d’eau et températures initiales au niveau des puits géothermiques.....	79
Tableau 25 : Conductivité hydraulique (m/s) des régions du modèle ATES selon les scénarios considérés.....	83

LISTE DES ACRONYMES

5GDHC	Réseau de chaleur et de froid de 5ème génération
DHC	Réseau de chaleur et de froid
COP	Coefficient de performance systémique
PAC	Pompe à chaleur (géothermique)
MTES	Mine Thermal Energy Storage
ATES	Aquifer thermal Energy Storage
TES	Stockage d'énergie thermique
BTES	Borehole Thermal Energy Storage
PTES	Pit Thermal Energy Storage
TTES	Stockage d'énergie thermique dans des réservoirs d'eau chaude
PCM	Matériaux à changement de phase (Phase Change Material)
CC	Consommation en chaud
CF	Consommation en froid
EnR	Energie renouvelable
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)
IDEA	L'agence de développement territorial du Cœur du Hainaut
PAE	Parcs d'Activités Economiques
RW	Région Wallonne
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 verticale sous le niveau de la mer [m]
s	Élévation moyenne des terrains [m]
dP	Changement de pression
Δh	Variation de hauteur piézométrique dans les puits du système géothermique [m]
K massif	Conductivité hydraulique du massif houiller [m/s]
K puits	Conductivité hydraulique des puits de mines [m/s]
K galeries	Conductivité hydraulique des galeries [m/s]
K fracturée	Conductivité hydraulique des zones fracturées [m/s]

INTRODUCTION

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

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

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

En 2019, l'Administration de l'Energie a lancé une étude relative à la détermination du potentiel géothermique des anciennes mines désaffectées en Wallonie (cfr. www.energie.wallonie.be). Les résultats ont montré que le bassin de Mons disposait d'un bon potentiel géothermique minier estimé à environ 486 GWh/an. La zone la plus favorable est globalement située autour de l'axe Dour-Cuesmes, avec un maximum entre Wasmes et Flénu. Parmi les principaux anciens sites charbonniers situés dans la zone la plus favorable, citons Crachet-Picquery (site du « Spark'OH ») et le Grand-Trait à Frameries, le 14/17 du Levant de Flénu à Cuesmes, l'Epette (Rieu-du-Cœur) à Quarignon, les Vanneaux à Wasmes, ainsi que le site UNESCO du Grand-Hornu. A contrario, les charbonnages de Hensies, Bernissart, Hautrage, Tertre, Baudour, Ghlin sont situés dans des zones où le potentiel « site » est qualifié de plus limité.

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

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 Mons 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).

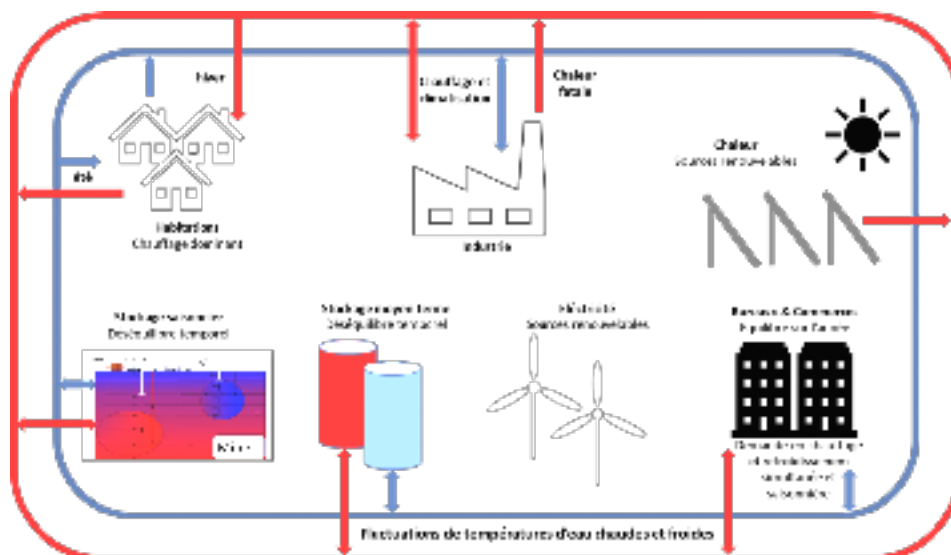


FIGURE 1 : REPRÉSENTATION CIRCULAIRE D'UN SYSTÈME 5GDHC INCLUANT LE STOCKAGE SAISONNIER UTILISANT LES MINES. MODIFIÉ D'APRÈS BOESTEN ET AL. (2019).

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.

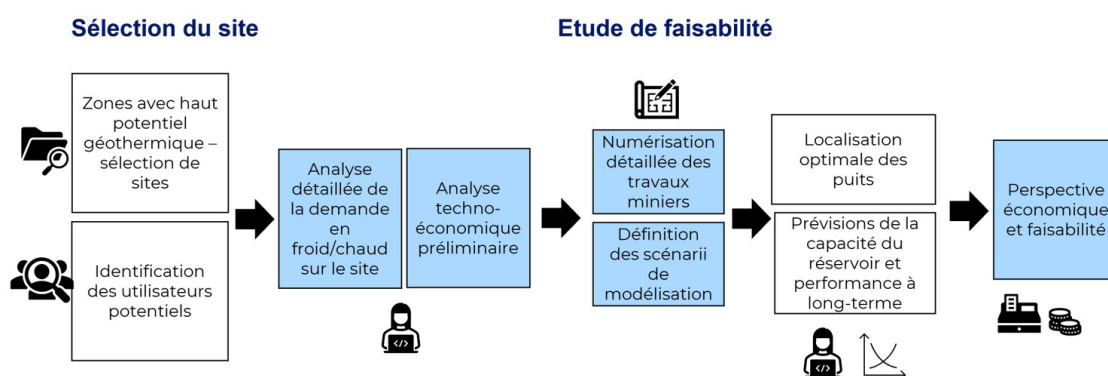


FIGURE 2 : STRUCTURE DE L'ÉTUDE.

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 dimensionnement des composantes du système
- Le complément et la synthèse des données dans le périmètre du site sélectionné
- L'analyse techno-économique préliminaire
- La collecte et synthèse des données sous-sol
- La représentation numériques en 3D du réservoir
- La modélisation du comportement du réservoir minier
- L'identification des risques
- 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.

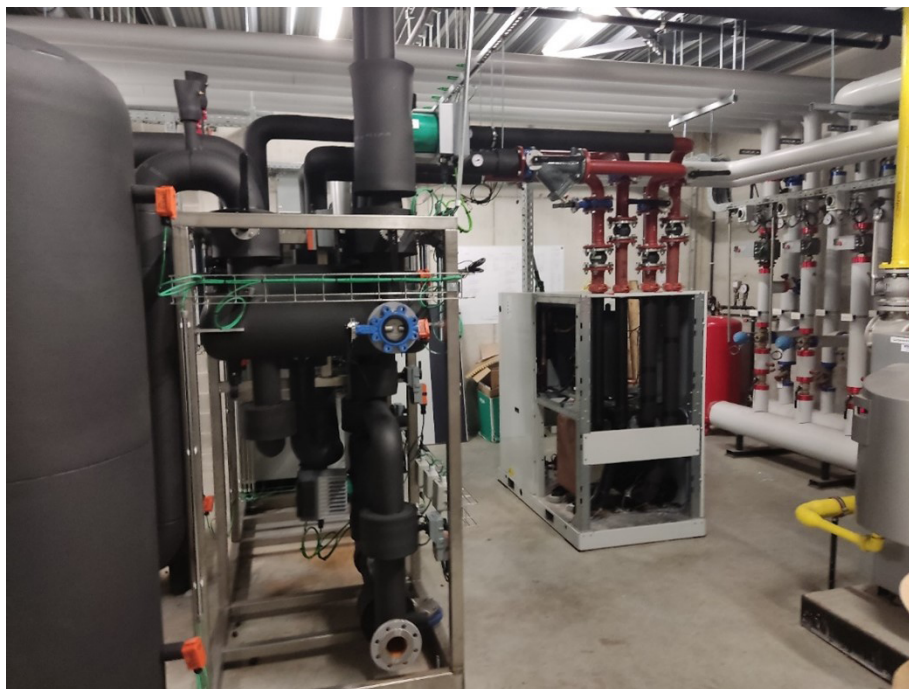


FIGURE 3 : EXEMPLE DE SOUS-STATION D'UN RÉSEAU 5GDHC ET DE LA POMPE À CHALEUR (PAC)

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.

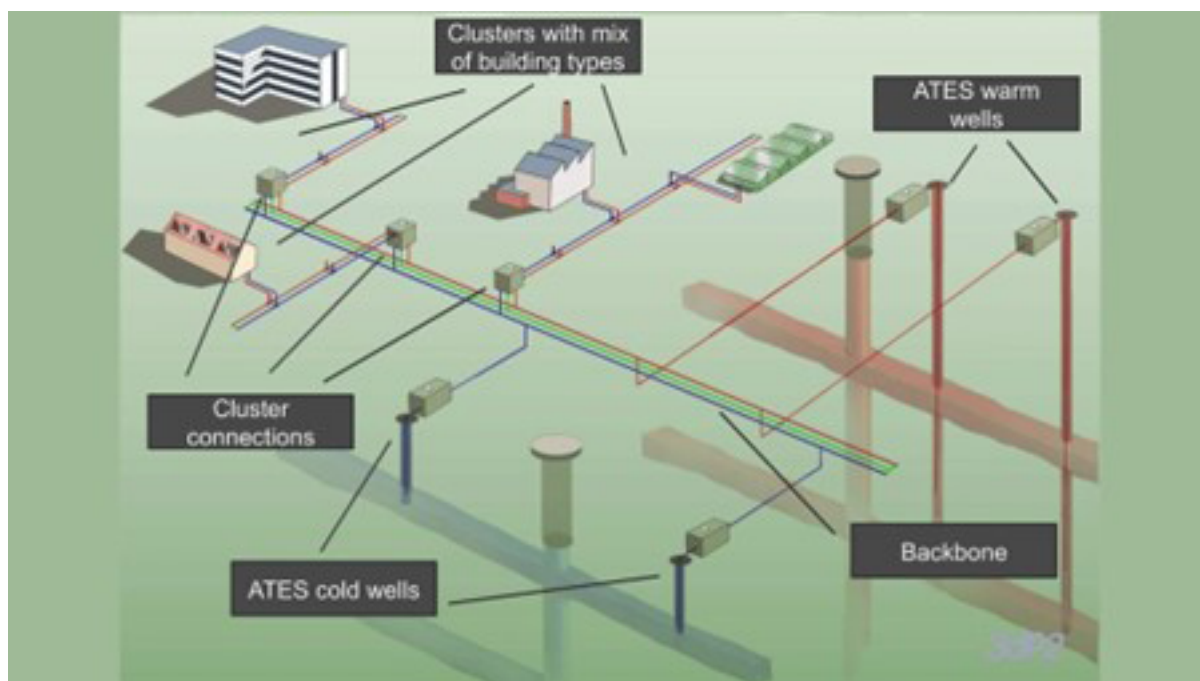


FIGURE 4 : EXEMPLE DE SCHÉMA DE RÉSEAU D'ÉNERGIE THERMIQUE 5GDHC

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 impliquer les acteurs locaux dans le processus de sélection du site. En amont de cet événement, chaque acteur a été contacté individuellement, et un guide préparatoire leur a été transmis. Ce guide détaillait, entre autres, les critères pertinents pour identifier les sites susceptibles d'accueillir un projet pilote.

Les participants à l'atelier incluait des représentants de l'IDEA et de la Ville de Mons. La réunion s'est tenue le 15 novembre 2022 à Mons, en présence des partenaires du projet et d'un représentant du SPW.

Lors de cette réunion, les principes fondamentaux des réseaux de 5e génération ont été rappelés. Les cartes du potentiel géothermique pour la géothermie minière dans le bassin de Mons, issues de l'étude préliminaire sur les eaux des mines en Région Wallonne (VITO, UMONS, Mijwater NV & ABO, 2019-2020), ont été présentées. Une explication détaillée a également été donnée concernant les données de surface prioritaires à collecter pour le projet Géomine.

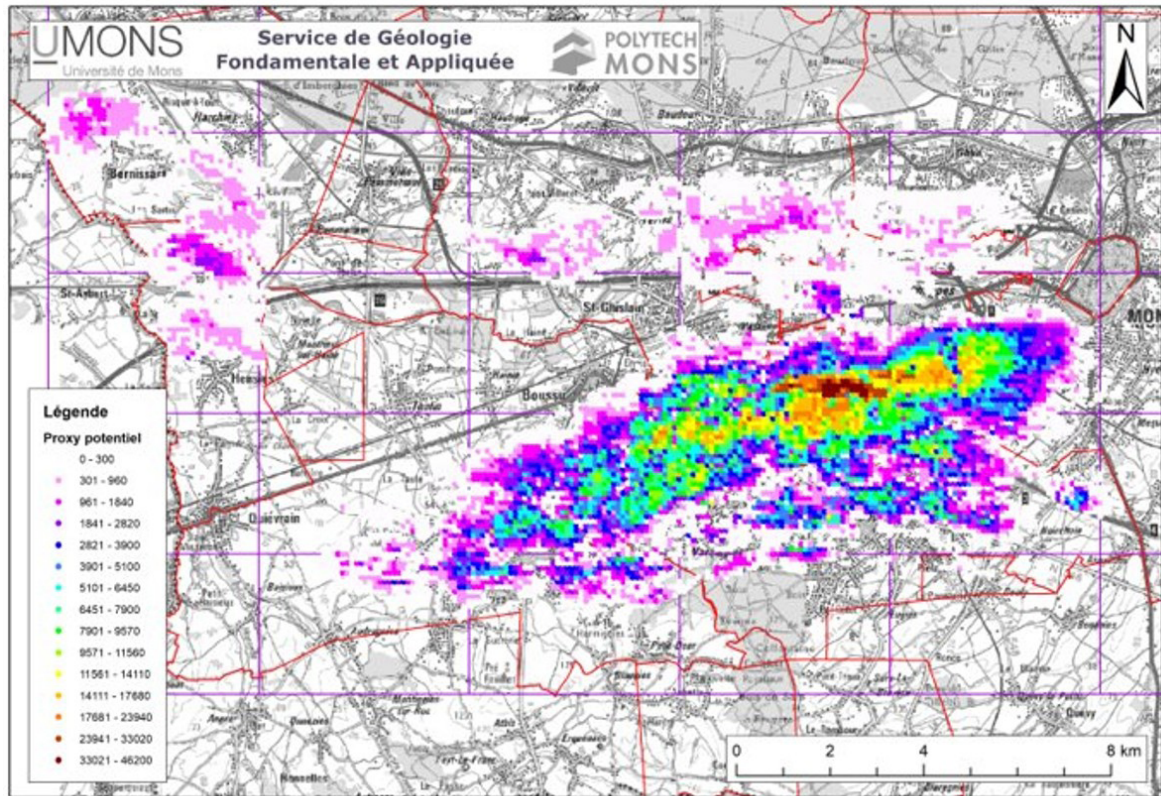


FIGURE 7 : CARTE « PROXY POTENTIEL GÉOTHERMIQUE DES ANCIENS CHARBONNAGES ». LE PROXY UTILISÉ EST LE SUIVANT : $(\Delta_{\text{PROFONDEUR}}) \times \text{NB_COUCHES}$.

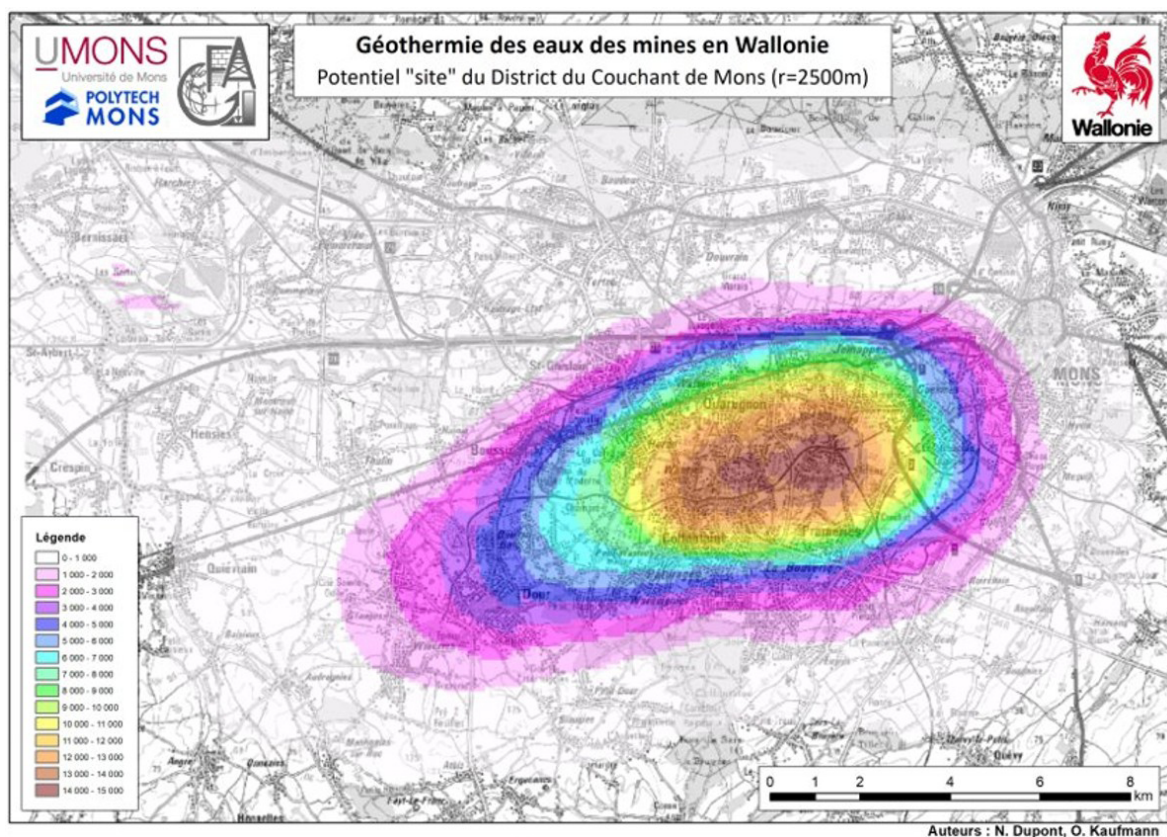


FIGURE 8 : CARTE DU « POTENTIEL SITE ». RÉALISÉE POUR UN DESIGN SEMBLABLE À CELUI D'HEERLEN INCLUANT : 1 Puits « CHAUD » ET 1 Puits « FROID » SITUÉS DANS UN RAYON DE 1.5 KM AUTOUR D'UN SITE.

Les acteurs locaux ont, quant à eux, informé le consortium des zones jugées comme prioritaires dans le cadre de développements futurs dans le bassin de Mons.

Trois sites potentiels comprenant des Parcs d'Activités Economiques (PAE) développés par l'IDEA, l'agence de développement territorial du Cœur du Hainaut, ont ainsi été présentés :

- PAE 1 : Dour-Boussu
- PAE 2 : Colfontaine
- PAE 3 : Frameries

Les activités économiques au sein de ces Parcs d'Activités Économiques (PAE) ont été analysées en fonction de leurs besoins en chaleur et en froid. De plus, divers bâtiments situés à proximité des PAE, potentiellement connectables à un réseau 5GDHC, ont également été identifiés. À noter que le Parc d'Activités Économiques de Dour-Boussu, en raison de sa position en bordure du bassin minier, présente un potentiel géothermique relativement faible et a donc été écarté. Seule la zone de Boussu a été retenue. Par la suite, les sites de Boussu et Colfontaine ont été regroupés en un site unique, incluant également Quaregnon.

D'autre part, le site de Cuesmes, proposé par la ville de Mons a été ajouté à la liste des site potentiellement intéressants.

Les différents sites finalement sélectionnés, après discussion avec les acteurs locaux, sont présentés en Figure 9. Ils comprennent :

- Site 1 : Boussu-Colfontaine-Quaregnon
- Site 2 : Frameries
- Site 3 : Cuesmes

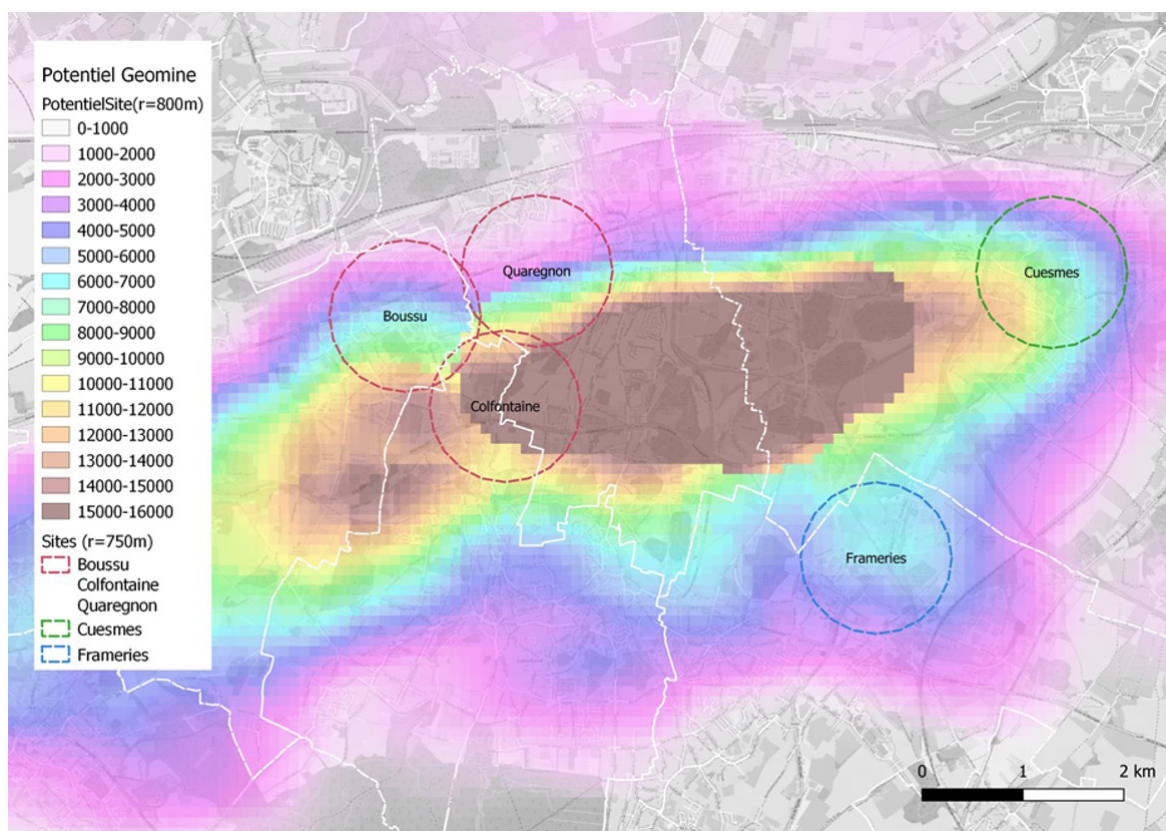


FIGURE 9: PROJETS/SITES DISCUTÉS AVEC LES ACTEURS LOCAUX LOCALISÉS SUR LA CARTE DE POTENTIEL SITE CALCULÉ POUR UN RAYON DE 750M.

Le choix du site final sera basé sur l'adéquation entre la localisation des besoins énergétiques estimés en surface et le potentiel des ressources géothermiques en sous-sol. Pour ce faire, les données collectées sont géoréférencées et analysées à l'aide d'un système d'information géographique (SIG).

1.3. Collecte des données

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

1.3.1. Inventaire des données et centralisation des consommations

Dans un premier temps, les acteurs locaux ont été sollicités pour fournir des informations sur les consommations et les besoins énergétiques des bâtiments situés sur les sites identifiés. L'accent a été mis en priorité sur les bâtiments présentant les plus grandes consommations de chauffage (consommation de chaud/CC) et/ou de refroidissement (consommation de froid/CF). À cette fin, un questionnaire a été conçu et distribué pour faciliter et standardiser la collecte et l'inventaire des données.

La collecte de données préliminaire avait pour finalité de renseigner sur la consommation d'énergie, les demandes en énergie, les solutions proposées actuellement et le niveau d'énergie nécessaire (température, fréquence de la demande). Les résultats permettent ainsi d'intégrer, à un stade précoce, la vision et l'ambition sur le long terme.

La récolte des données de surface s'est opérée de différentes manières. Concernant les demandes de chaud et les consommations en électricité, les opérateurs publics ont pu fournir le relevé d'index des compteurs de gaz et d'électricité, ou les livraisons de mazout en m³ selon les installations de chauffage. Les demandes de froid sont généralement assimilées dans la consommation en électricité par de petites installations de refroidissement séparées. Ces données de consommation ont été centralisées par l'UMONS dans un Système d'Information Géographique (SIG), via le logiciel QGIS. Chaque entité est représentée soit par le bâtiment, soit par la parcelle lorsque plusieurs bâtiments s'y implantent. Les différentes consommations sont reprises dans les attributs de chaque entité, ainsi que son nom, sa fonction et l'opérateur associé, utilisateur et/ou propriétaire/gestionnaire. Les consommations de gaz et d'électricité, provenant des index sont fournies en kWh. Un ratio de 10,641 par m³ est appliqué aux consommations de mazout. Les autres opérateurs privés ont partagé leurs données sous différents formats (mail, Excel, document PDF) rassemblés ensuite dans la même couche afin d'analyser les consommations entre-elles. À défaut des index et des consommations réelles, une estimation théorique est appliquée en fonction des surfaces utiles de chaque bâtiment selon leur occupation (voir section suivante).

1.3.2. Estimation des surfaces utiles

Pour pallier le manque de données sur les consommations réelles des bâtiments existants, une estimation des surfaces utiles a été réalisée. Cette estimation correspond au total des surfaces chauffées dans un volume protégé. La matrice cadastrale, fournie par l'Administration Générale de la Documentation Patrimoniale (AGDP), indique, via le code construction, la superficie utile des bâtiments présents sur une parcelle. À défaut, la surface bâtie au sol a été multipliée par le nombre d'étages pour estimer la surface utile totale, et donc chauffée, des bâtiments. Cette surface a ensuite été majorée si les combles sont habitables, information également indiquée dans le code construction.

Dans certains cas, il a été possible de différencier les fonctions du rez-de-chaussée de celles des autres étages, permettant d'ajuster les consommations spécifiques de chaud et de froid. Pour les constructions futures, lorsque les projets sont au stade de la demande de permis d'urbanisme ou si celui-ci a été accepté, les surfaces utiles totales ont été calculées à partir des plans, ou à défaut, à partir d'estimations arrondies du projet.

Les consommations théoriques, principalement en chauffage, ont ensuite été synthétisées dans une carte couvrant les trois sites présélectionnés. Cette carte, présentée en Figure 10, a pour objectif d'identifier de grands consommateurs potentiels et d'élargir les perspectives de recherche.»

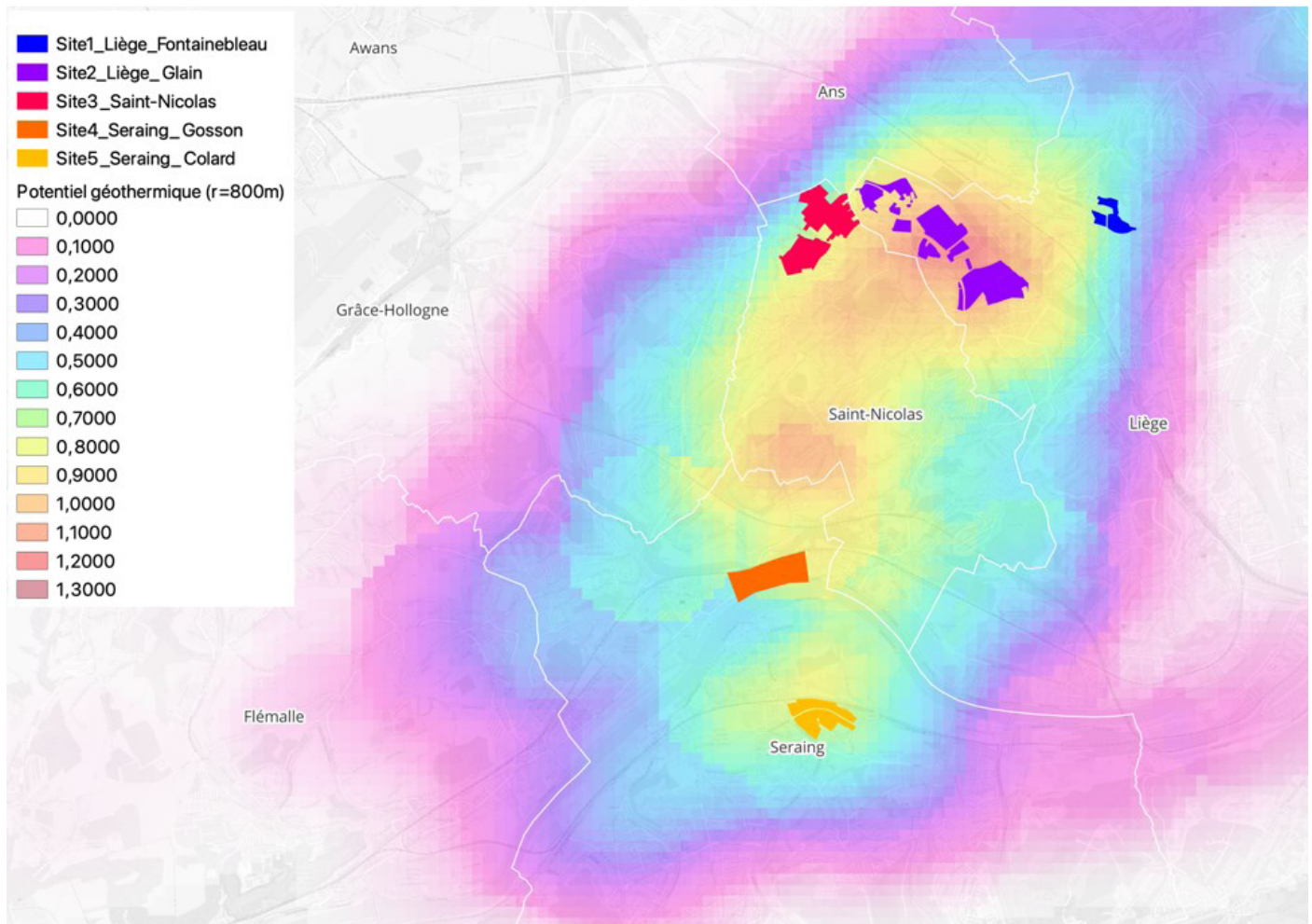


FIGURE 10 : IDENTIFICATION DES GRANDS CONSOMMATEURS DANS ET AUTOUR DES 3 SITES PRÉSÉLECTIONNÉS.

1.3.3. 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 1.

Secteur	Sous division par secteur	Consommations spécifiques de chaud			Consommations spécifiques de froid
		Bilan énergétique Wallon (2019)	Données Audits	Données retenues	Données retenues (Audits)
		Consommation Combustibles (KWh/m ²) (échantillons)	Consommation Combustibles (KWh/m ²)	Consommation Combustibles (KWh/m ²)	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)			

TABLEAU 1: 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 « 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.

1.4. Analyse des données collectées

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.

1.4.1. Site 1 : Boussu-Colfontaine-Quaregnon

Le premier site se situe à cheval sur 3 communes : Boussu, Colfontaine et Quaregnon (découpage communal en noir sur la Figure 11). Il est principalement représenté par de nombreuses cellules commerciales, implantées le long de la National 51 ; dont 2 centres commerciaux. D'autres consommateurs importants sont également présents dans chaque cercle de 750m de rayon. Pour Boussu : l'hôpital Epicura, le MACs (Musée des Arts Contemporains), la galerie commerçante du Shopping Cora ainsi que l'hypermarché Cora, une école et un centre sportif à Hornu. Pour Colfontaine : Le PAE de Colfontaine comprenant un Hôtel de police et la salle de spectacle « Espace Magnum », la maison communale et les ateliers communaux de la commune de Colfontaine. Pour Quaregnon : 3 écoles et le centre sportif de Quaregnon comprenant une Piscine et une salle multisports.

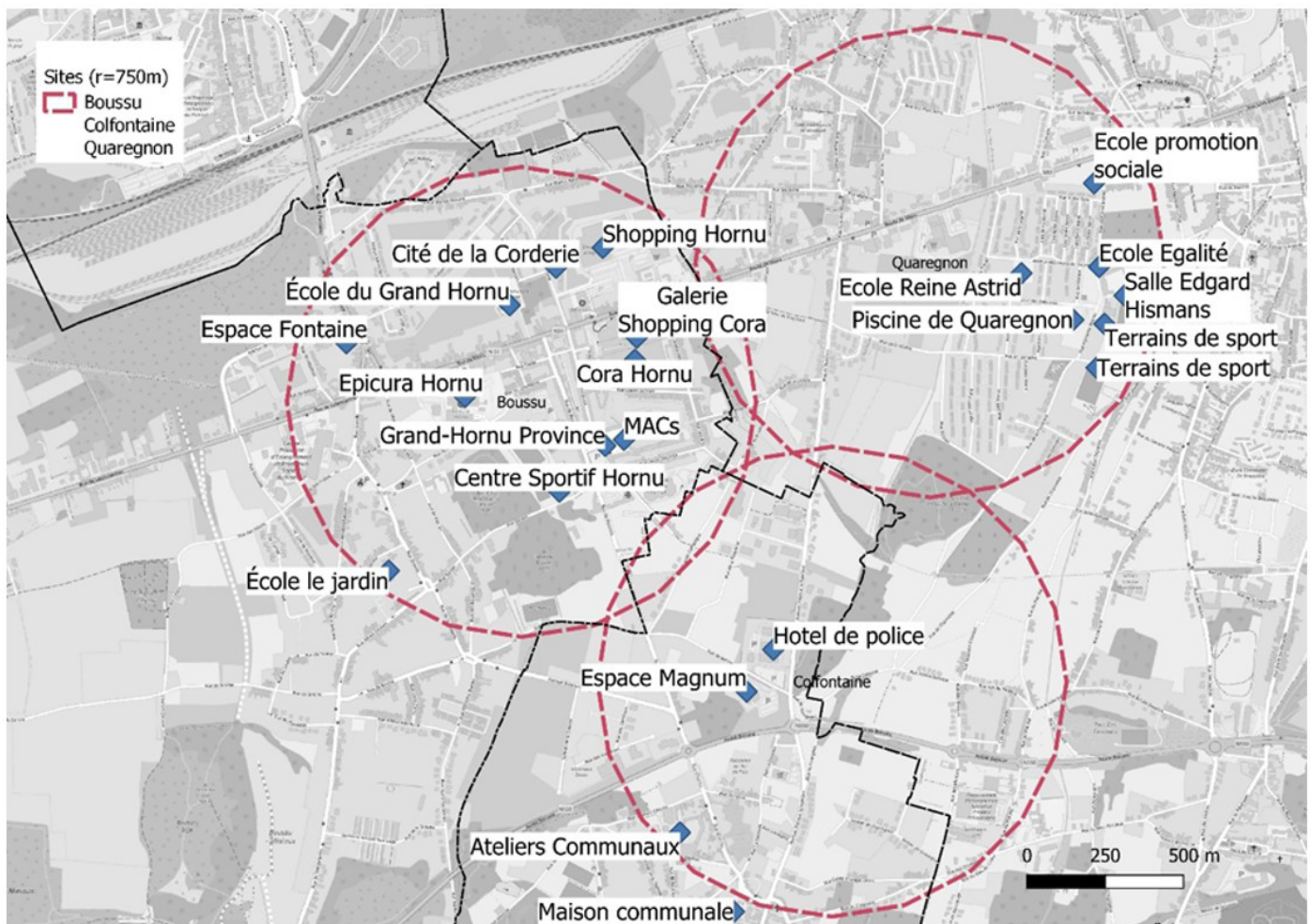


FIGURE 11 : SITE 1 BOUSSU-COLFONTAINE-QUAREGNON.

La Figure 12 représente les consommations annuelles en chaud et en froid sur base des données récoltées ou à défaut les consommations théoriques estimées.

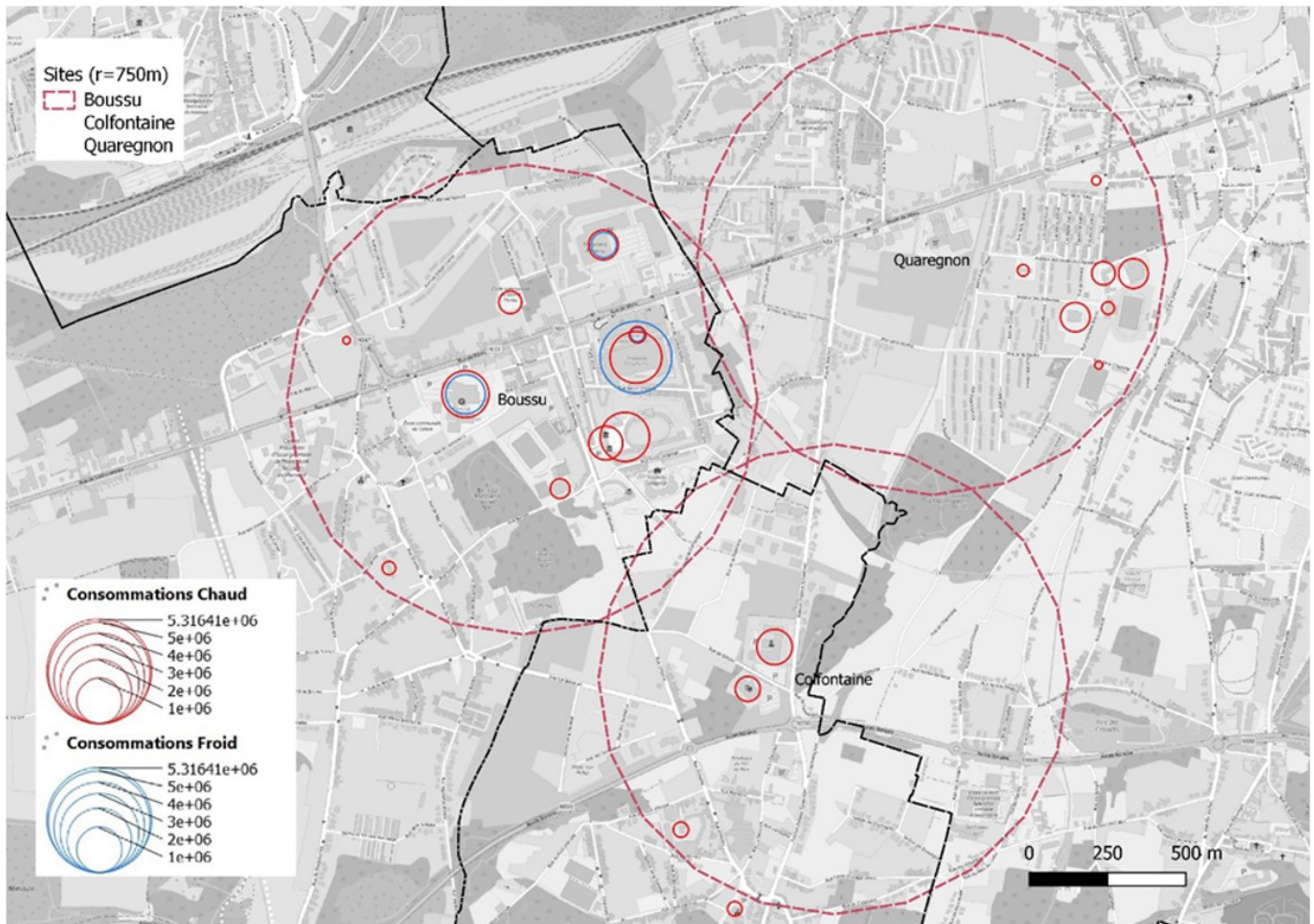


FIGURE 12 : REPRÉSENTATIONS DES CONSOMMATIONS ANNUELLES EN CHAUD (CC) ET EN FROID (CF) POUR LES CONSOMMATEURS POTENTIELS DU SITE 1 BOUSSU COLFONTAINE QUAREGNON.

Les consommations réelles annuelles pour le cercle de Boussu ont été fournies par la Commune de Boussu et l'hôpital Epicura. Les 4 bâtiments de la commune de Boussu (un centre de loisir, 2 écoles et 1 centre sportif) consomment 0,8 GWh pour le chauffage au gaz en 2021.

D'autre part, l'hôpital Epicura d'Hornu représente un consommateur clé pour un potentiel réseau 5GDHC en raison de ses besoins énergétiques élevés, tant en chaud qu'en froid. En 2019, la consommation annuelle pour le chauffage de l'hôpital atteignait 5,3 GWh. Cependant, l'établissement est déjà connecté à un réseau de chaleur alimenté par la centrale géothermique de Saint-Ghislain, qui exploite la géothermie profonde à haute température. Cette source géothermique couvre la majeure partie des besoins en chaleur, soit 3,8 GWh.

Il a toutefois été évoqué que la chaleur fatale issue de ce réseau de chaleur pourrait être valorisée comme source d'énergie pour le réseau 5GDHC. Dans le cadre de cette étude, seule la consommation résiduelle en chaleur, assurée par une chaudière au gaz, a été retenue, soit 1,5 GWh sur base de la consommation de 2019.

En ce qui concerne la consommation en froid, celle-ci ne pouvant être dissociée de la consommation électrique globale, une estimation théorique a été appliquée sur la base de la surface utile de l'hôpital (31 595 m²). La demande en froid est ainsi estimée à plus de 1 GWh.

Les deux centres commerciaux situés sur le site de Boussu présentent un intérêt notable en raison de leurs importantes consommations en chauffage, climatisation et cellules de refroidissement pour l'alimentation. Cependant, parmi ces deux implantations, le shopping Hornu s'avère plus complexe à intégrer dans un réseau 5GDHC, car ses cellules commerciales sont équipées de systèmes de chauffage et de refroidissement individuels et autonomes.

Les consommations théoriques en chaud et en froid pour le shopping Hornu sont respectivement estimées à 0,6 GWh et 0,4 GWh. Dans ce contexte, chaque commerce devrait être considéré comme un opérateur indépendant, ce qui pourrait poser des défis supplémentaires pour la mise en œuvre d'un réseau intégré.

En revanche, le shopping Cora présente une configuration plus favorable pour une intégration dans un réseau 5GDHC. La galerie commerciale et l'hypermarché fonctionnent comme un opérateur unique, avec des systèmes centralisés pour les besoins en chaud et en froid. Cependant, les demandes en chaud et en froid diffèrent en raison des importants équipements de refroidissement dédiés aux produits alimentaires dans l'hypermarché.

Pour l'ensemble du shopping, comprenant la galerie commerçante et l'hypermarché, la consommation théorique est estimée à 2 GWh pour le chauffage et à 3,7 GWh pour le refroidissement.

Par ailleurs, le MACs (Musée des Arts Contemporains) et un bâtiment de la Province affichent une consommation théorique combinée de 2,5 GWh pour le chauffage, ce qui les rend également intéressants pour le réseau.

Site Boussu	CC	CF
[kWh]	7 467 585	5 217 610
[GWh]	7,5	5,2 (dont 1,1 pour l'hôpital)

Les consommations réelles annuelles pour le cercle de Colfontaine ont été fournies par la commune de Colfontaine. Elles comprennent l'actuelle maison communale ainsi que des ateliers communaux, l'hôtel de police et l'espace Magnum. Ils consomment ensemble 1,6GWh pour le chaud. Une future maison communale est également en projet, mais avec une isolation importante, les consommations en chaud et en froid seraient assez faibles.

Site Colfontaine	CC	CF
[kWh]	1 630 901	?
[GWh]	1,6	?

Les consommations réelles annuelles pour le cercle de Quaregnon ont été fournies par la Commune de Quaregnon pour l'année 2021. La commune est propriétaire de 7 bâtiments situés dans un rayon de 300 mètres l'un de l'autre et consomment 1,9 GWh pour le chauffage au gaz. Les 2 plus grands consommateurs étant la piscine de Quaregnon et la Salle Edgard Hismans, vient ensuite l'école de l'égalité et l'école Reine Astrid.

Site Quaregnon	CC	CF
[kWh]	1 922 000	?
[GWh]	1,9	?

Enfin, l'installation d'un réseau de chaleur urbain supplémentaire au niveau des sites de Boussu et de Quaregnon pourraient être facilitée dans le futur. En effet, la Nationale 51, actuellement concernée par un projet de ligne de Bus à Haut Niveau de Service (BHNS), fait l'objet de travaux de mise en site propre impliquant d'importants aménagements de voirie.

Ces travaux offrent une opportunité d'intégrer un réseau de chaleur urbain lors de l'ouverture de la voirie, à l'image du réseau de chaleur urbain (RCU) de Charleroi. Ce nouveau réseau pourrait constituer une extension du réseau 5GDHC, permettant de desservir des consommateurs supplémentaires, notamment les nombreux commerces situés le long de la N51. Ces commerces affichent une consommation théorique estimée à 5 GWh pour le chauffage et à 2,2 GWh pour le refroidissement.

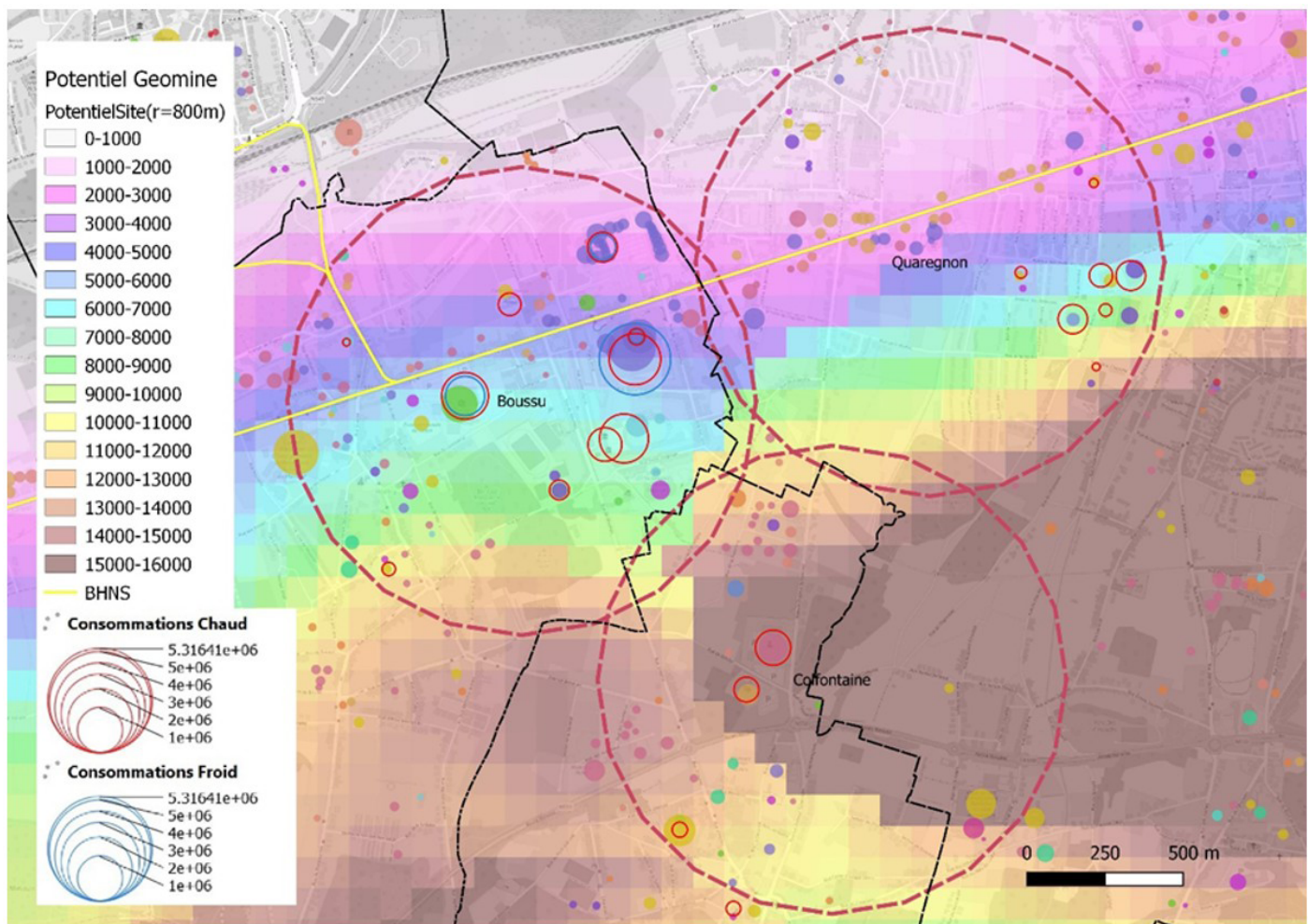


FIGURE 13 : IDENTIFICATION DES CONSOMMATEURS SUPPLÉMENTAIRES POUR LE SITE 1 BOUSSU COL-FONTAINE QUAREGNON, PROJET DE LIGNE BHNS ET POTENTIEL GÉOTHERMIQUE DE L'ÉTUDE PRÉLIMINAIRE EN RÉGION WALLONNE (VITO, UMONS, MIJN WATER NV & ABO, 2019-2020).

Site BHNS	CC	CF
[kWh]	4 999 163	2 272 346
[GWh]	4,9	2,2

La consommation annuelle pour le site 1 est donc conséquente, tant en chaud qu'en froid, et provient de fonctions diversifiées. Les principaux contributeurs sont l'hôpital Epicura Hornu, le shopping Cora avec sa galerie commerciale, ainsi que les MACs. Ces acteurs, situés dans un périmètre d'étude commun, concentrent significativement les besoins énergétiques en chaud et en froid autour de Boussu.

Bien que le potentiel géothermique des anciennes mines soit moins favorable à Boussu et Quaregnon qu'à Colfontaine, les zones à haut potentiel géothermique se trouvent à seulement 500 mètres au sud des principaux consommateurs. Cette proximité ouvre des perspectives intéressantes pour connecter ces zones au réseau 5GDHC.

TOT Site 1	CC	CF
[kWh]	16 019 649	7 489 956
[GWh]	16	7,4

TABLEAU 2 : ESTIMATION DES CONSOMMATIONS ANNUELLES EN CHAUD (CC) ET EN FROID (CF) TOTALES POUR LE SITE BOUSSU-COLFONTAINE-QUAREGNON

1.4.2. Site 2 : Frameries

Le second site se situe à Frameries, à la limite nord de la commune avec la commune de Mons. Il comprend divers bâtiments de la commune et du CPAS de Frameries, ainsi que diverses entreprises implantées dans le PAE Frameries Crachet, à côté duquel se trouve le SPARK'OH.

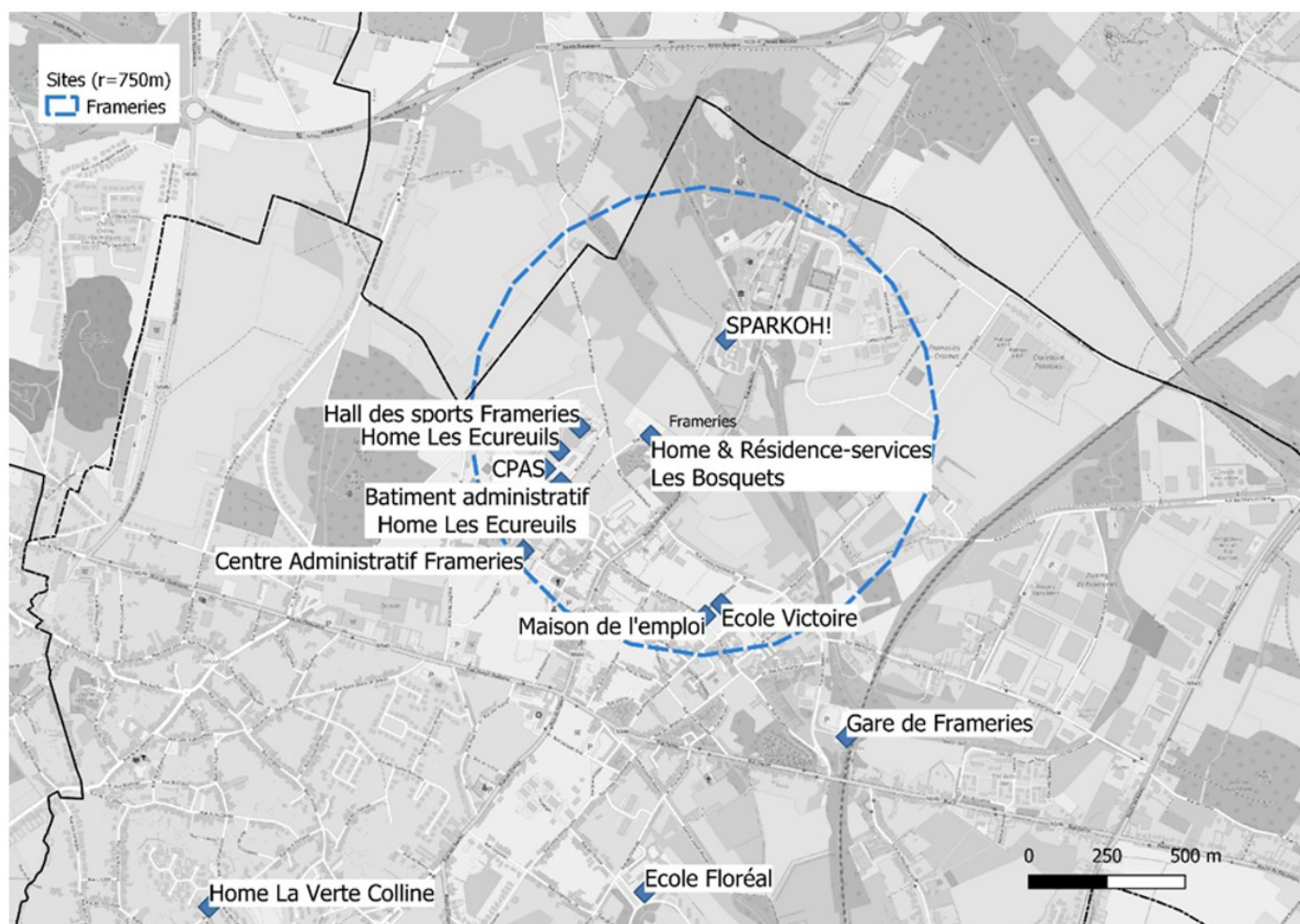


FIGURE 14 : SITE 2 FRAMERIES.

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

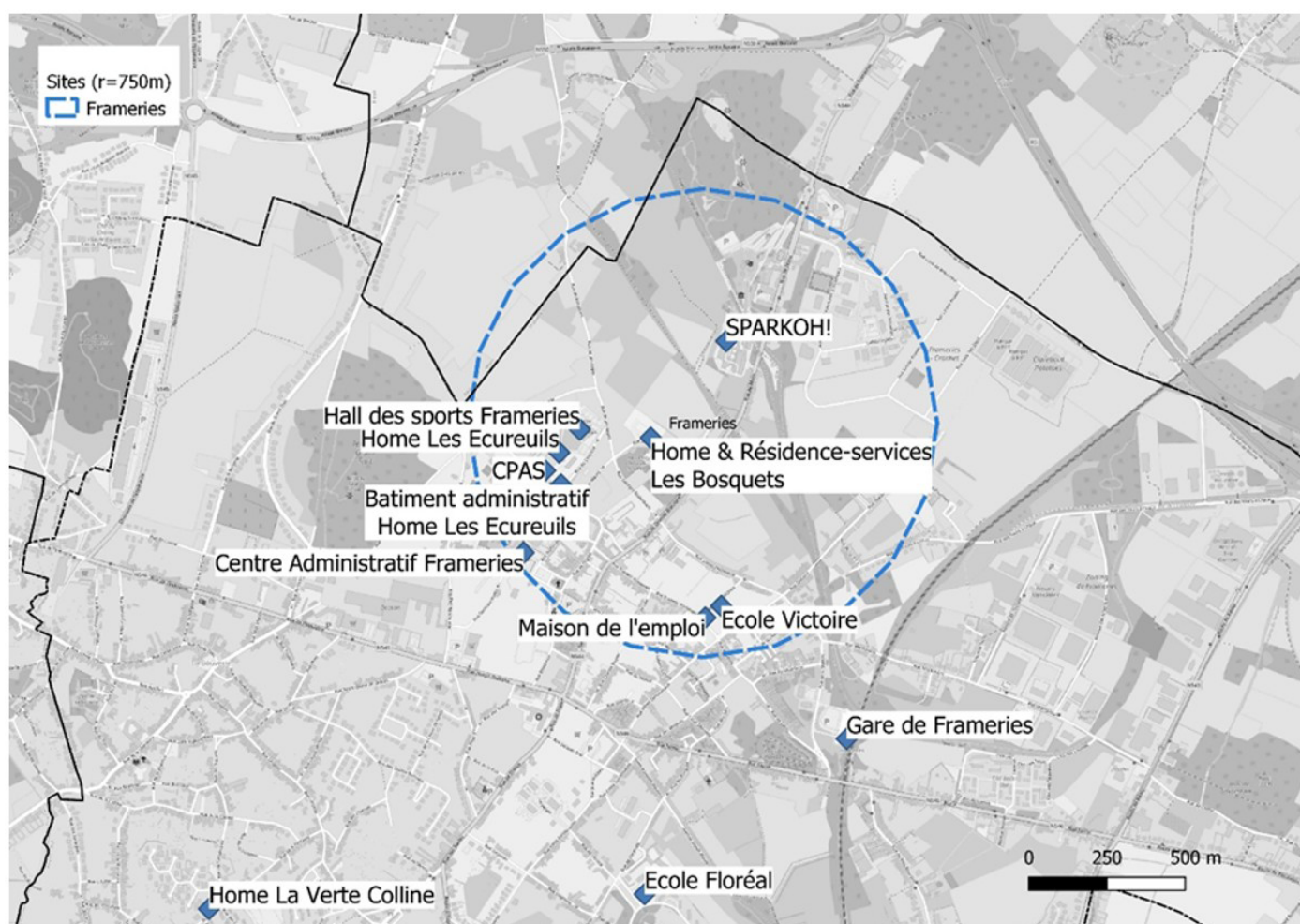


FIGURE 15 : REPRÉSENTATIONS DES CONSOMMATIONS ANNUELLES EN CHAUD (CC) POUR LES CONSOMMATEURS POTENTIELS DU SITE 2 FRAMERIES.

Les consommations réelles annuelles pour Frameries, fournies par la Commune de Frameries pour l'année 2021, montrent que le plus grand consommateur de chaleur est le SPARK'OH, avec une consommation de 1,8 GWh en chauffage au gaz.

Viennent ensuite deux maisons de retraite du CPAS, qui totalisent une consommation de 1,4 GWh en chauffage au gaz. Le reste des consommations de chaleur est réparti entre plusieurs bâtiments administratifs, une salle de sport et une école, représentant un total de 1,5 GWh.

Site Frameries	CC	CF
[kWh]	4 769 833	?
[GWh]	4,8	?

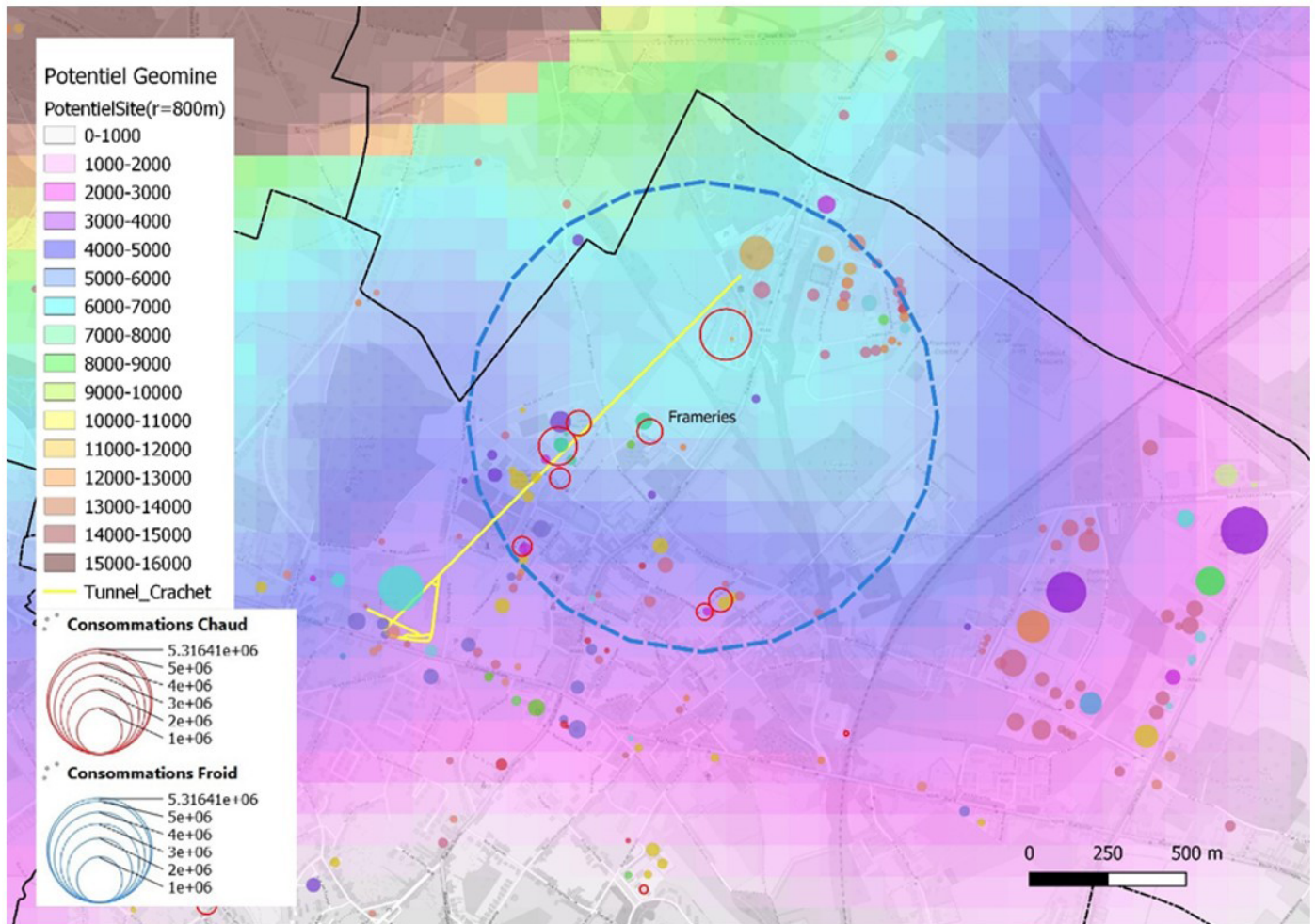


FIGURE 16 : IDENTIFICATION DES CONSOMMATEURS SUPPLÉMENTAIRES POUR LE SITE 2 FRAMERIES, REPRÉSENTATION DU TUNNEL DU CRACHET ET POTENTIEL GÉOTHERMIQUE DE L'ÉTUDE PRÉLIMINAIRE EN RÉGION WALLONNE (VITO, UMONS, MIJNwater NV & ABO, 2019-2020).

Outre les consommations réelles précédentes, et en élargissant la recherche de consommateurs supplémentaires, le PAE Frameries Crachet totaliserait 2 GWh de demande en chaud selon l'estimation théorique. Dans le même parc d'activité économique mais à 400 mètres à l'extérieur du site cible d'un rayon de 750m ont été construits des frigos industriels dont la demande en froid pourrait théoriquement s'élever à 1GWh.

Site PAE Frameries Crachet	CC	CF
[kWh]	2 000 000	1 000 000
[GWh]	2	1

Un atout notable pour le site 2 de Frameries est la présence d'une ancienne galerie minière reliant le site du Crachet (actuel SPARK'OH) au site du Grand Trait (ancien site Doosan). Cette galerie, située à faible profondeur, offre une opportunité intéressante pour accueillir les conduites d'un réseau 5GDHC à moindre coût.

Le tracé de ce tunnel, illustré en Figure 17, traverse le centre de Frameries en passant sous les principales implantations en surface, notamment les bâtiments de la Commune et du CPAS de Frameries. En plus de ces bâtiments, cette galerie pourrait connecter des sites stratégiques situés à ses extrémités : le SPARK'OH au nord-est, ainsi que les entreprises du PAE Frameries Crachet, et l'ancien site Doosan au sud-ouest, qui dispose de 16 000 m² de bâtiments.

Site Grand Trait	CC	CF
[kWh]	3 200 000	?
[GWh]	3,2	?

En résumé, la consommation annuelle pour le site 2 est de 10 GWh pour le chaud et potentiellement de 1GWh pour le froid, dépendant des techniques de refroidissement de frigo industriel. La présence d'une ancienne galerie à faible profondeur est atout non négligeable dans le coût de construction du réseau 5GDHC. L'avenir de l'ancien site industriel Doosan pourrait également être questionné par rapport à ce projet pilote.

TOT Site 2	CC	CF
[kWh]	9 969 833	1 000 000
[GWh]	10	1

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

1.4.3. Site 3 : Cuesmes

Le troisième site se situe à Cuesmes sur la commune de Mons. Il se compose de plusieurs bâtiments appartenant à la Ville de Mons tels que 3 écoles, des ateliers communaux ainsi que la piscine de Cuesmes, récemment rénovée ; et la salle de basket du JS Cuesmes.

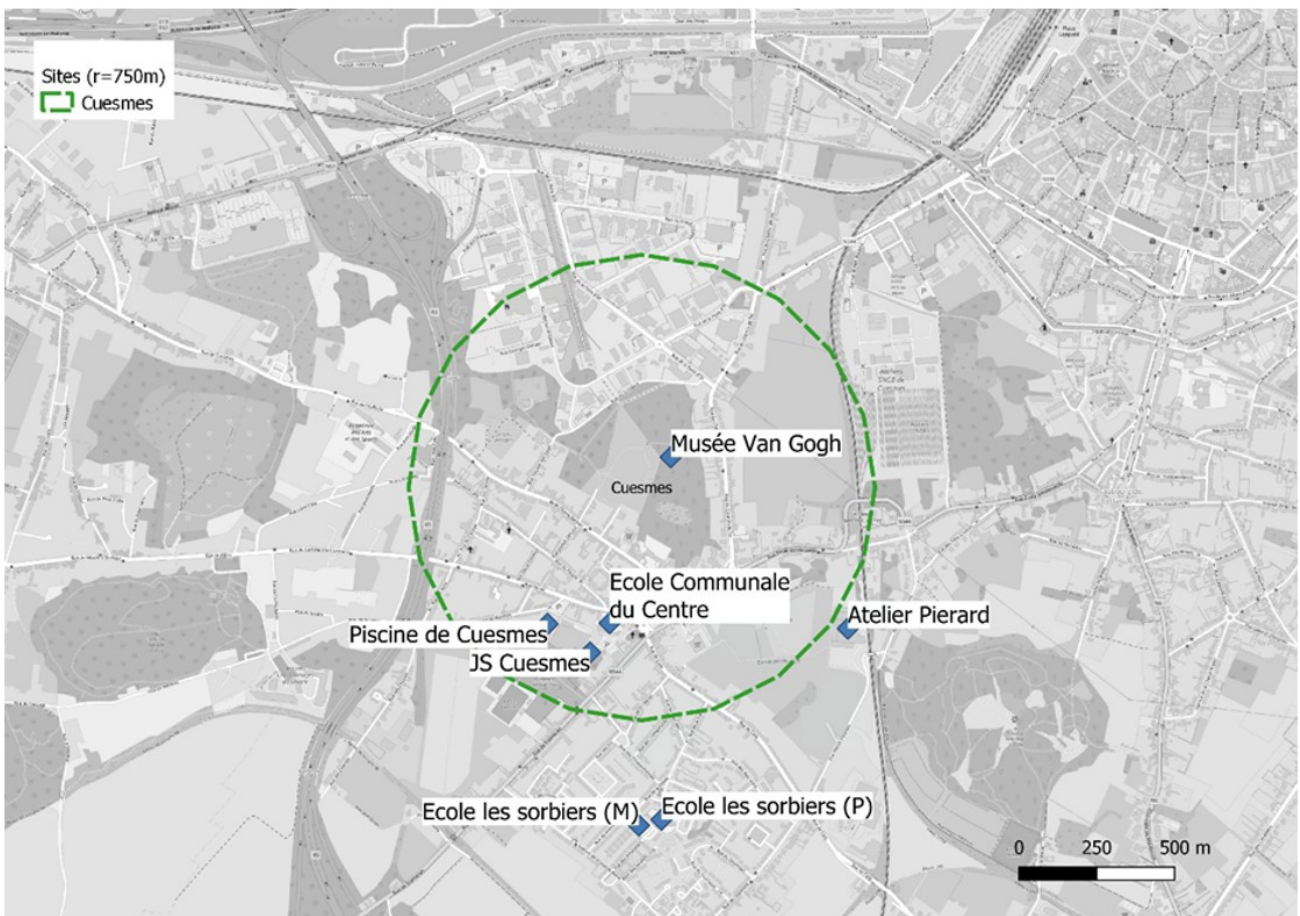


FIGURE 17 : SITE 3 CUESMES.

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

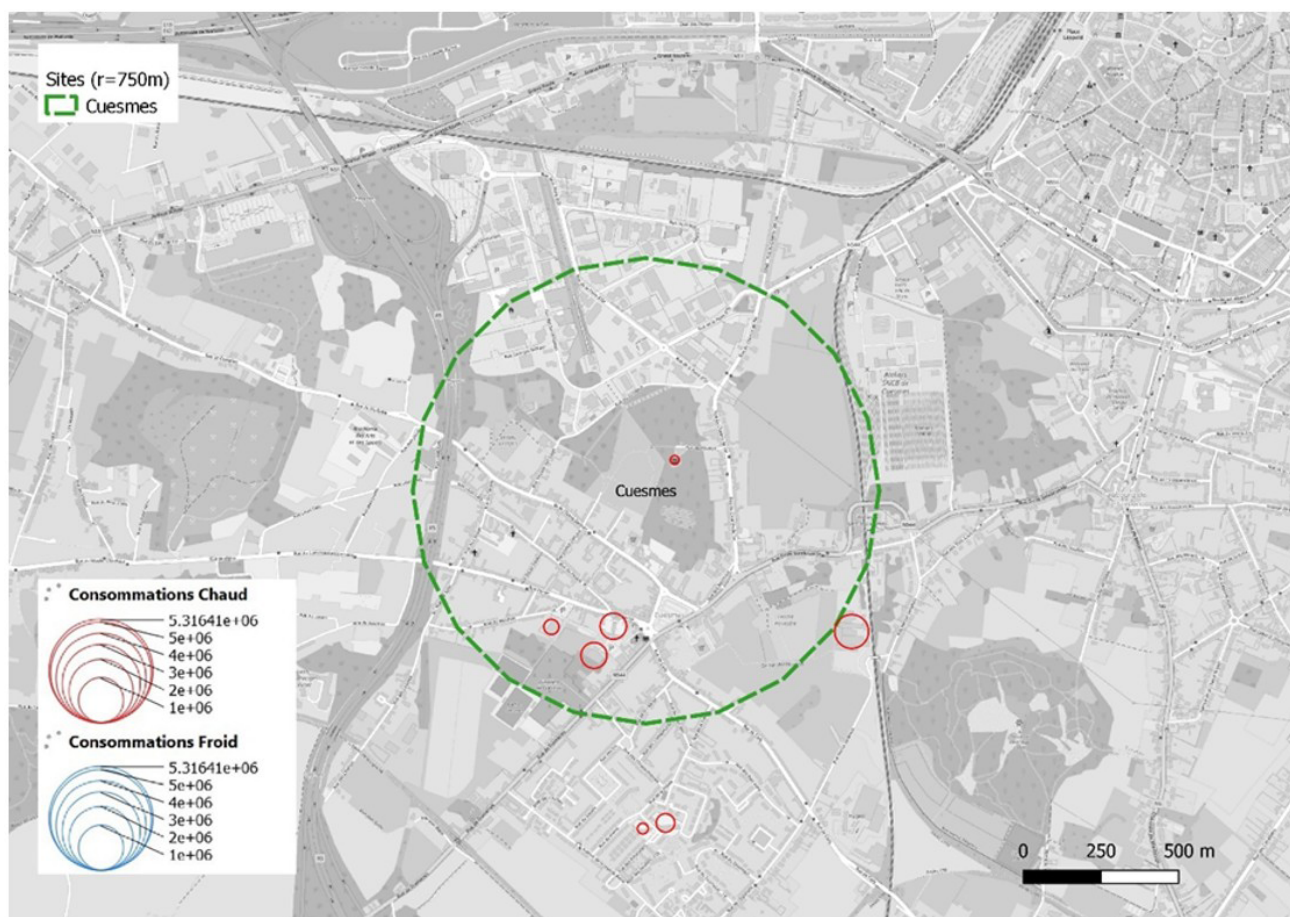


FIGURE 18 : REPRÉSENTATIONS DES CONSOMMATIONS ANNUELLES EN CHAUD (CC) POUR LES CONSOMMATEURS POTENTIELS DU SITE 3 CUESMES.

Les consommations réelles annuelles pour Cuesmes ont été fournies par la Commune de Mons pour l'année 2021. Les consommations pour ce troisième site sont assez restreintes. Elles s'élèvent à 1 180 025 kWh pour les 4 bâtiments compris dans le site cible d'un rayon de 750m. La piscine de Cuesmes ayant été rénovée, sa consommation de chauffage du bâtiment et de l'eau du bassin et ECS n'est théoriquement que de 164 000 kWh. Hors de la zone d'étude, les 2 bâtiments maternelle et primaire de l'école les sorbiers ont une consommation en chaud de 322 778 kWh. Seuls les ateliers Pierard de la Commune de Mons ont une consommation plus élevée, du fait de leur surface, soit 808 159 kWh. En revanche, ces 3 bâtiments sont implantés à la limite du potentiel géothermique.

Site Cuesmes	CC	CF
[kWh]	2 310 962	?
[GWh]	2,3	?

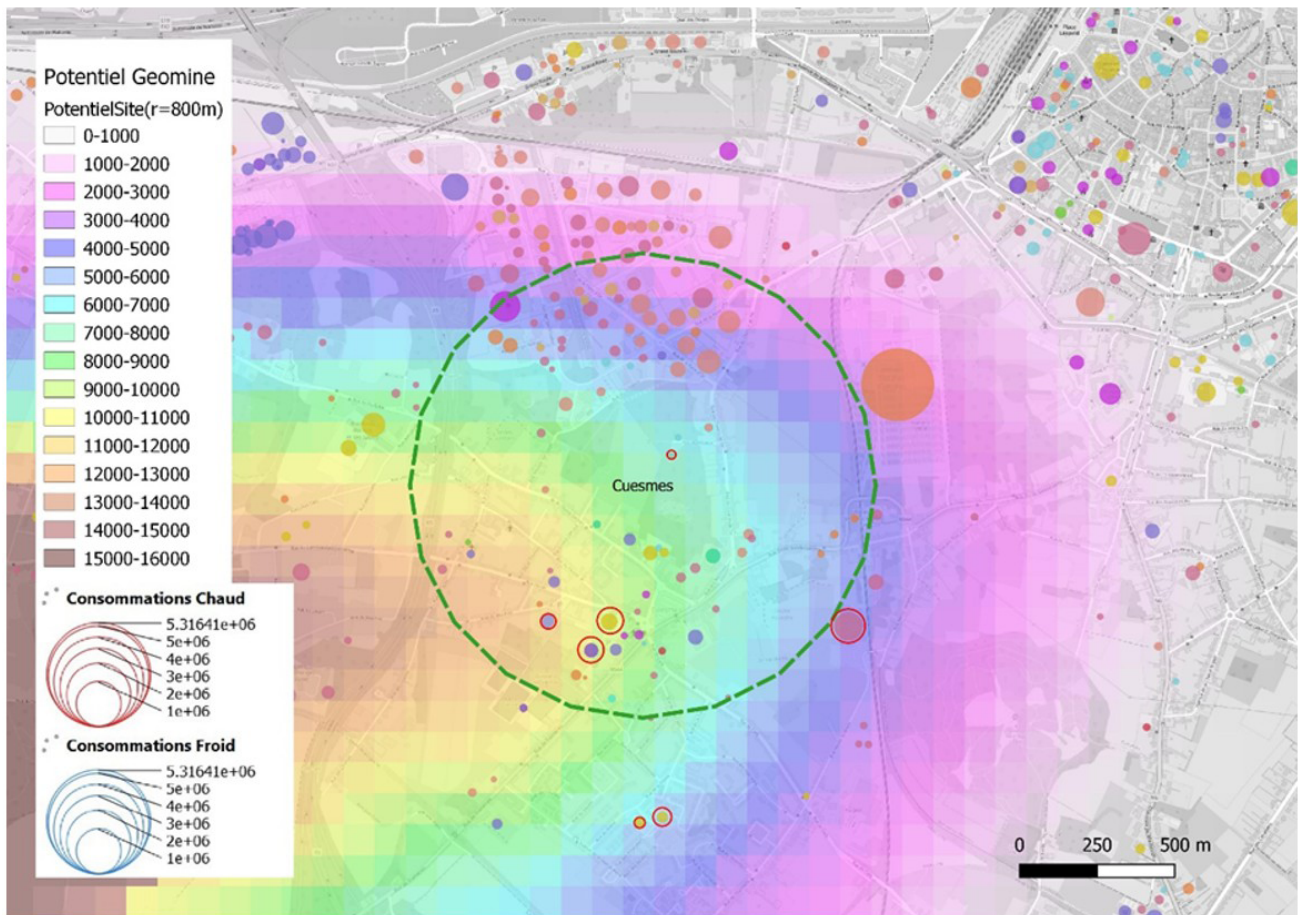


FIGURE 19 : IDENTIFICATION DES CONSOMMATEURS SUPPLÉMENTAIRES POUR LE SITE 3 CUESMES ET POTENTIEL GÉOTHERMIQUE DE L'ÉTUDE PRÉLIMINAIRE EN RÉGION WALLONNE (VITO, UMONS, MIJN WATER NV & ABO, 2019-2020).

En élargissant la recherche de consommateurs supplémentaires ; le PAE de Mons-Cuesmes totaliserait 4,9 GWh de demande en chaud selon l'estimation théorique. Les parcelles de ce parc d'activité économique sont pratiquement toutes occupées et comptabilisent 105 entreprises essentiellement à vocation automobile. Leurs intégrations dans un réseau 5GDHC devrait faire l'objet d'un projet global, visant à connecter l'ensemble des entreprises à un même réseau pour la demande en chaud mais également en froid. Dans ce cas, chaque bâtiment pourrait être repensé dans ses techniques spéciales et certainement son isolation ; à travers un projet énergétique global. Enfin à l'est de la zone, les ateliers de la SNCB sont théoriquement de grands consommateurs de chaud, du fait de leur surface utile. Néanmoins, cette consommation serait relative du fait d'une température de chauffe plus faible pour un bâtiment d'entretien et de stockage du matériel roulant. Son implantation est également à l'extrémité du potentiel géothermique.

Site PAE Mons-Cuesmes	CC	CF
[kWh]	4 999 163	?
[GWh]	4,9	?

La consommation annuelle pour le site 3 est de 7,3 GWh pour le chaud. Cependant, la majorité de cette consommation, théoriquement 4,9 GWh, dépendrait de la mise en réseau et d'un projet énergétique global pour les entreprises du PAE Mons-Cuesmes. Celles-ci seraient potentiellement de grandes consommatrices de froid pour la climatisation des concessions automobiles par exemple. Sans cette mise en réseau de la PAE, le site de Cuesmes ne représente qu'une consommation réelle en chaud de 2,3 GWh.

TOT Site 2	CC	CF
[kWh]	7 310 125	?
[GWh]	7,3	?

TABLEAU 4 : ESTIMATION DES CONSOMMATIONS ANNUELLES EN CHAUD (CC) TOTALES POUR LE SITE CUESMES.

1.5. Classement des sites

L'analyse des données collectées avait pour objectif de classer les différents sites proposés selon leur potentiel pour accueillir un projet pilote. Lorsque des informations étaient disponibles, la nécessité d'intégrer des travaux de rénovation énergétique a également été prise en compte dans l'évaluation.

Le choix du site pilote a par ailleurs été motivé par les possibilités d'extension du réseau autour de ce noyau central, à court, moyen et long terme, permettant d'assurer la viabilité et l'adaptabilité du projet dans le futur.

Les sites 1 et 2 apparaissent comme les candidats les plus prometteurs pour l'implantation d'un projet pilote et méritent d'être explorés dans le cadre d'une étude de faisabilité. Cependant, le site 1 et notamment le cercle centré sur Boussu se distingue comme le plus favorable grâce à plusieurs atouts. Il est le seul à présenter une consommation significative de froid, et le projet de BHNS le long de la N51 offre une opportunité d'extension potentielle, que ce soit pour le réseau 5GDHC ou pour le réseau de géothermie profonde de Saint-Ghislain.

Le site 2, bénéficie quant à lui d'un avantage notable : la présence d'une ancienne galerie peu profonde. Cependant il affiche une consommation de chaud plus modeste et une demande en froid théoriquement faible voire inexistante.

Avantages principaux du site 1 :

- Diversité des fonctions et temporalité d'occupation variée
- Demande en chaud et en froid significative : La présence d'un hôpital, d'une grande galerie commerçante et d'un hypermarché garantit des besoins importants en chaud et en froid.
- Engagement des principaux consommateurs : Les principaux acteurs concernés ont déjà montré un intérêt, au moins partiellement, pour le projet.
- Facilité de mise en œuvre grâce aux travaux de voirie : L'ouverture des voiries prévue pour le projet BHNS permettra de faciliter l'installation du réseau de chaleur, tout en offrant des possibilités d'extension.
- Connexion potentielle au réseau de géothermie profonde : Le réseau de géothermie profonde de Saint-Ghislain pourrait servir de source de chaleur pour le projet.
- Potentiel géothermique le plus élevé: Le site bénéficie d'un sous-sol présentant le potentiel le plus favorable parmi les options envisagées.

Avantage du site 2 :

- La mise en place du réseau de chaleur sera facilitée par la galerie existante à faible profondeur

Sur base de l'analyse des différents sites, le site de Boussu/Colfontaine/Quaregnon et plus particulièrement le périmètre de Boussu, a donc été sélectionné et l'étude de faisabilité a été réalisée pour ce site.

Critères	Site 1: Boussu/Colfontaine/Quaregnon	Site 2:Frameries	Site 3: Cuesmes
Consommation de chaud et de froid	16/7,4	10/ ?	7,3/ ?
Potentiel sous-sol au droit du site	+++	++	++
Type de bâtiments (logements, bureaux, commerces, écoles...)	Centre hospitalier, espace muséal, shoppings, piscine, espace événementiel, ZAE...	Bâtiments communaux, musée, ZAE	Logements, ZAE...
Neuf et/ou Existant	Existant, rénovation	Existant ;	
Principalement existant (rénovation?)	Existant		
Nombre de consommateurs indépendants (nombre de connexions à prévoir)	4	4	4
Identification des 3 plus gros consommateurs dans le périmètre	Hôpital, shoppings Cora & Hornu, bâtiments communaux Quaregnon, PAE	SPARKOHI, bâtiments du CPAS, entreprises de la PAE	PAE, Atelier Pierard, écoles et Piscine
Mise en place du réseau de chaleur (voirie)	Ligne BHNS	Présence de la galerie peu profonde	A notre connaissance, pas de plans sur l'espace public à ce jour. Indispensable dans la PAE
Présence public/Privé	Privé/Public	Public	Privé/Public
Rénovation énergétique	Timing? Degré de rénovation?	Timing? Degré de rénovation?	Timing? Degré de rénovation? De projet énergétique global ?
Disponibilité de terrain pour implanter un pilote	A priori espace disponible	A priori espace disponible	A priori espace disponible

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

2.1. Introduction

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

2.2. Concept GEOMINE appliqué au site pilote

Durant l'étude de faisabilité, le concept GÉOMINE tel que décrit de façon schématique en Figure 20 a été appliqué au site de Boussu.

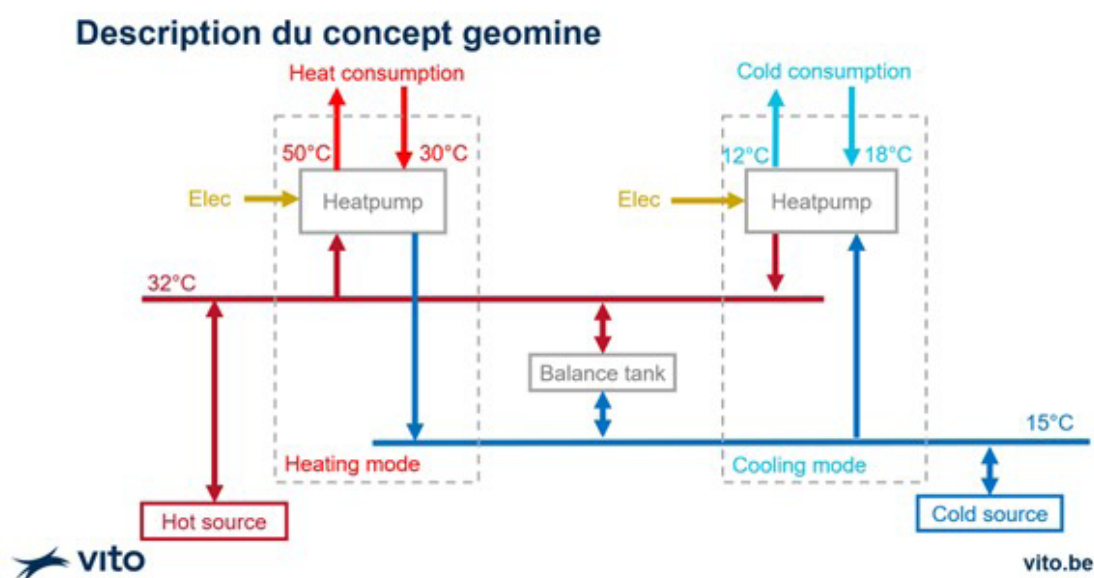


FIGURE 20 : VUE SCHÉMATIQUE DU CONCEPT GÉOMINE. NOTEZ QUE LES TEMPÉRATURES CHAUDES ET FROIDES (CÔTÉ CONSOMMATEUR) SONT INDICATIVES. LE CONCEPT NÉCESSITE L'UTILISATION D'UNE UNIQUE POMPE À CHALEUR (RÉVERSIBLE) PAR SOUS-STATION, CEPENDANT CELLE-CI EST MENTIONNÉE DEUX FOIS SUR LE SCHÉMA AFIN DE MONTRER LA DIFFÉRENCE ENTRE LE MODE CHAUFFAGE ET LE MODE REFOIDISSEMENT.

Une des premières étapes de l'étude de faisabilité a consisté à identifier les bâtiments susceptibles d'être connectés à un futur réseau d'énergie thermique 5GDHC, en s'appuyant sur des critères qualitatifs et quantitatifs. Parallèlement, la capacité de chauffage et de refroidissement disponible, provenant des mines et du système 5GDHC, a été estimée.

Les données relatives à la demande énergétique en surface ont été collectées en se concentrant sur le périmètre central du site pilote. Cette phase initiale de collecte d'informations détaillées a été suivie d'une analyse techno-économique préliminaire. L'objectif de cette analyse était d'évaluer l'adéquation entre les besoins thermiques identifiés et le concept Géomine, afin de valider la pertinence et la faisabilité du projet.

2.3. Synthèse des données de surface

Les données (sous-sol et surface) collectées à l'étape 1 ont été complétées et affinées en se focalisant dans le périmètre du site sélectionné. L'analyse des informations permet de définir et sélectionner : les prosommateurs à impliquer en priorité.

De plus, diverses options ont été analysées : stockage potentiel, stratégies de rénovation envisageables, contributeurs en énergies renouvelables (EnR) basse énergie existants ou potentiels à proximité du site à impliquer dès la phase pilote.

L'analyse des données devait aussi permettre de définir la typologie minimale du réseau, les localisations favorables pour les puits et les installations de surface.

Premièrement, les bâtiments présents sur la zone d'étude ont été répertoriés. Leurs données et profils de consommation et leurs températures d'alimentation ont ensuite été soit collectées auprès du gestionnaire des bâtiments concernés (lorsque cela était possible) ou estimées à partir des informations disponibles. Sur cette base, une analyse techno-économique préliminaire a pu être réalisée. La demande en surface reflète les besoins et comportements des prosommateurs.

2.3.1. Sélection des bâtiments appropriés

La phase 1 du projet a montré que le secteur de Boussu était le plus propice à un projet pilote. Dans la zone, 3 raccordements potentiels prioritaires pour un futur réseau d'énergie thermique 5GDHC ont été identifiés. Les clients potentiels ont été examinés en détails afin de définir s'ils étaient appropriés pour un projet pilote type 5GDHC.

2.3.2. Caractéristiques des bâtiments

L'Hôpital Hornu (Epicura)

La demande annuelle de chaleur de l'hôpital Epicura se situe entre 5 et 6 GWh(h) par an. Le chauffage est assuré par une combinaison de chaleur géothermique profonde et de chaudières à gaz. Le système de géothermie profonde de Saint Ghislain couvre entre 70 % et 90 % des besoins annuels en chaleur de l'hôpital, prenant en charge la charge de base. Pour répondre aux pics de demande de chaleur, des chaudières à gaz supplémentaires sont utilisées sur le site de l'hôpital.

Concernant une éventuelle connexion au système Géomine, il ne serait pas pertinent de remplacer la connexion géothermique existante. Il n'y a aucun intérêt à passer d'un système géothermique à un autre. Une autre option envisagée serait d'utiliser une connexion Géomine pour remplacer les chaudières à gaz. Cependant, le système Géomine n'est pas conçu pour répondre aux pics de demande de chaleur. Par conséquent, la fourniture de chaleur via une connexion Géomine est exclue.

En plus de la chaleur, l'hôpital a des besoins en refroidissement. Actuellement, une douzaine de machines frigorifiques de tailles variées sont utilisées pour produire du froid destiné à différentes zones et applications de l'hôpital. Cela signifie que la production de refroidissement est organisée de manière décentralisée.

En revanche, une connexion potentielle au système Géomine, pour être intéressante, nécessiterait une seule connexion centralisée. Dans le cadre de cette étude de faisabilité, il a donc été envisagé que la production de refroidissement puisse être partiellement centralisée, permettant ainsi la création d'une connexion de 900 kW(th). Le régime de température pour le refroidissement serait fixé à 6/15 °C.

CORA Hornu

Le bâtiment de CORA Hornu est composé de deux parties :

1. L'hypermarché :
Cette partie est chauffée par deux chaudières à gaz, avec une capacité totale installée de 3,5 MW(th). La consommation annuelle de gaz est d'environ 1 GWh, et la production de chaleur se fait à 70 °C. Cette section du bâtiment ne dispose d'aucune installation de refroidissement.
2. Les galeries commerciales :
Cette partie est chauffée par une chaudière à gaz de 900 kW(th). La consommation annuelle de gaz est également d'environ 1 GWh, avec une consigne de température fixée à 60 °C. Le refroidissement est assuré par un groupe froid de 300 kW(th), qui produit du froid à 6 °C.

Dans le cadre de l'étude de faisabilité pour Géomine, une connexion unique de 300 kW(th) a été envisagée. Une connexion de cette taille permettrait de couvrir la charge de base pour le chauffage ainsi que la totalité des besoins en refroidissement.

Grand Hornu (MACS)

Le site du Grand-Hornu comprend quatre bâtiments, tous chauffés par des chaudières à gaz ou au fioul :

- Bâtiment principal : chaudières à gaz de 480 kW et 350 kW ;
- Bâtiment Nord : chaudière à gaz de 110 kW ;
- Bâtiment Gouverneur : chaudière au fioul de 523 kW ;
- Bâtiment Fédération B-W : deux chaudières à gaz de 465 kW chacune.

La consommation annuelle de gaz pour l'ensemble des bâtiments est d'environ 2,4 GWh, tandis que la consommation de fioul atteint environ 35 000 litres par an. Tous les bâtiments sont chauffés avec un régime de température de 80/60 °C.

En ce qui concerne le refroidissement, seul le Bâtiment Fédération B-W en dispose. Ce bâtiment est équipé d'une machine de refroidissement de 400 kW(th), qui fournit de l'eau froide à 5 °C pour les installations HVAC.

Dans le cadre de l'étude de faisabilité Géomine, quatre connexions ont été envisagées, chacune reliée individuellement à un des bâtiments. La capacité thermique totale a été fixée à 1,9 MW, ce qui devrait couvrir l'ensemble des besoins en chauffage et en refroidissement des bâtiments.

2.3.3. Définition du scénario de base

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

Le scénario de base considéré comprend 6 connexions. La connexion à l'hôpital Epicura ne fournit que du refroidissement. La connexion à CORA Hornu ainsi que les 4 connexions au Grand-Hornu produisent à la fois de la chaleur et du froid.

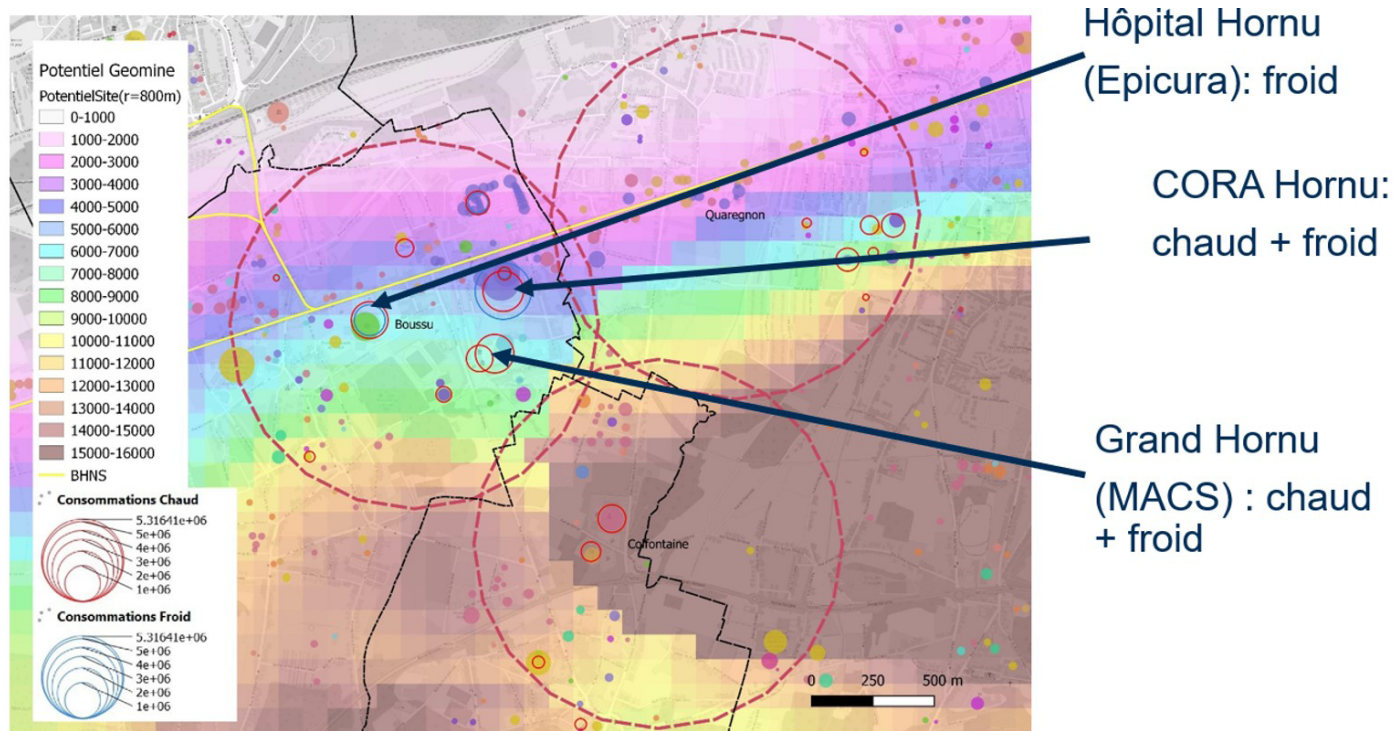


FIGURE 21 : CLIENTS CONSIDÉRÉS SUR LE SITE DE BOUSSU DANS LE SCENARIO DE BASE ET TYPE DE SERVICE FOURNI À CES CLIENTS (FROID ET/OU CHAUD).

Au total, le scénario de base connecte environ 3 MW(th) de capacité thermique (Tableau 5.):

Bâtiments	Sous-stations thermiques [kW(th)]	Sous-stations électriques [kW(el)]
Hôpital Epicura	900	209
CORA Hornu	300	87
Grand-Hornu, bâtiment principal	830	301
Grand-Hornu, bâtiment Nord	110	40
Grand-Hornu, bâtiment Gouverneur	523	190
Grand-Hornu, bâtiment Fédération B-W	400	145
Total	3.063	972

TABLEAU 5 : CAPACITÉ DE CONCEPTION SOUS-STATION DANS LE SCÉNARIO DE BASE.

Un aperçu des volumes annuels de chaleur et de froid à fournir aux différentes connexions est présenté en Figure 22. Les volumes totaux de chaleur et de froid produits sont estimés à environ 3,7 et 4,2 GWh, respectivement.

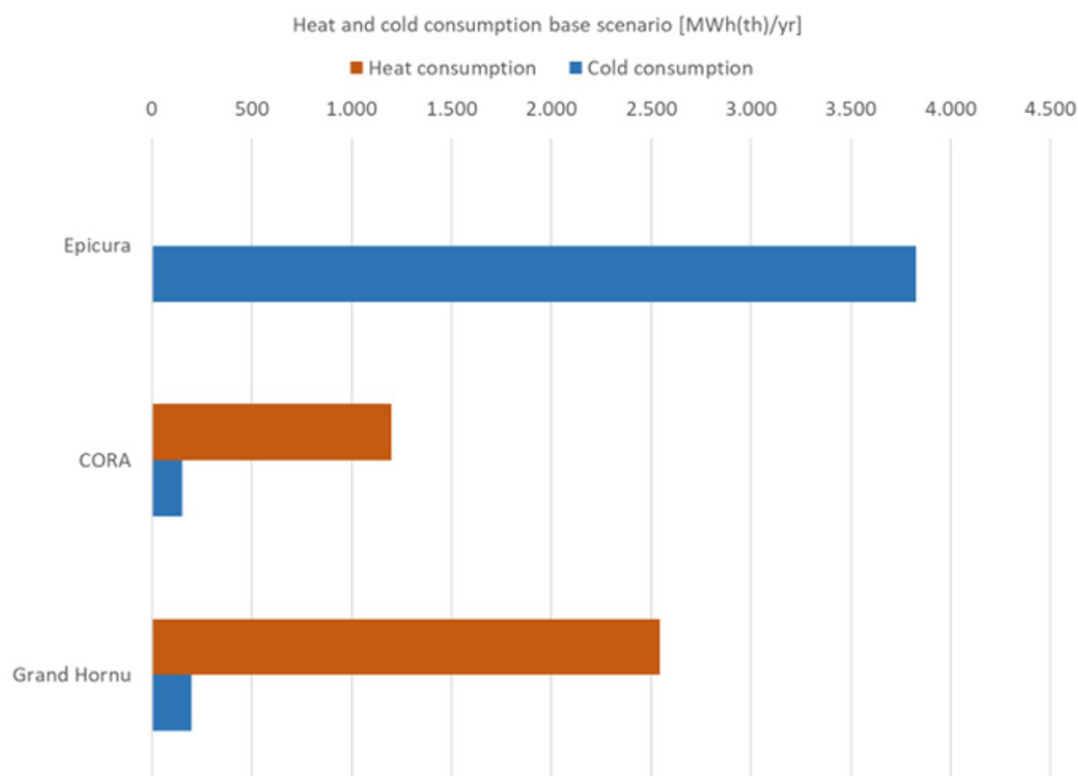


FIGURE 22 : DISTRIBUTION DE CHALEUR ET DE FROID DANS LE SCÉNARIO DE BASE

2.4. 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 risques associés à un pilote de géothermie minière sont présentés

2.4.1. 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.

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 réinjectée 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 réinjectée 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 6. 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 6 : COÛTS D'INVESTISSEMENT POUR LES PUIITS.

2.4.2. Réseau thermique

Dans l'analyse techno-économique préliminaire le réseau thermique n'est pas pris en compte car son tracé est inconnu. Une fois le tracé défini, le coût unitaire typique de 700 kEUR/km pourra être appliqué, le coût total d'investissement pour le réseau thermique pourra alors être calculé comme suit :

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

2.4.3. Contexte minier

Le scénario de base comprend 3 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.

Une première conception a été développée pour le scénario de référence, avec une capacité thermique installée totale estimée à ~3,1 MW(th). Cette conception repose sur les paramètres souterrains précédemment évoqués :

- 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.

Dans ces conditions, les coûts d'investissement pour les sous-stations dans le cas du scénario de base analysé sont estimés à 1.761 kEUR.

Il est important de noter qu'en réalité les paramètres liés à la capacité du sous-sol pourraient s'avérer moins favorables que ceux considérés. Les températures et le débit maximum exacts ne pourront être confirmés qu'après la réalisation des forages et des tests de production. Dans un scénario pessimiste, la température du puits chaud pourrait être plus basse et/ou celle du puits froid plus élevée, tandis que le débit maximum pourrait être inférieur à 120 m³/h. À ce stade, ces paramètres restent incertains, tout comme l'impact qu'ils pourraient avoir sur la capacité thermique du sous-sol. Une capacité thermique réduite limiterait la quantité de chaleur et de froid pouvant être fournie aux sous-stations et, par extension, aux bâtiments connectés. En conséquence, la conception finale des sous-stations sera directement influencée par les caractéristiques du sous-sol.

2.4.4. Description des données minières consultées

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.

2.5. Analyse techno-économique préliminaire

Pour l'analyse technico-économique préliminaire, les coûts d'investissement et les coûts opérationnels sont examinés en parallèle avec les revenus attendus dans le cas du scénario de base.

2.5.1. 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 ~6.0 MEUR. La répartition des différents éléments de coût est présentée dans le Tableau 7.

Coûts d'investissement [kEUR]	
Puits profond	3.200
Puits peu profond	600
Pompes installées dans les puits	400
Réseau thermique	-
Sous-stations	1.761
Total	5.961

TABLEAU 7 : RÉSUMÉ DE LA RÉPARTITION DES COÛTS D'INVESTISSEMENT.

Les coûts d'investissement mentionnés ci-dessus s'appliquent à la construction initiale du projet pilote mais exclus la mise en place du réseau thermique.

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.

2.5.2. 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 des prix de l'énergie pour le gaz et l'électricité présentés dans le Tableau 8.

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

TABLEAU 8 : 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** : 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 paramètres du sous-sol 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 pour le scénario de base défini ayant une capacité installée de sous-stations de 3,1 MW(th). Le coût total annuel est estimé à 406 kEUR.

La répartition de ce coût est la suivante :

- **Coût pour les pompes à chaleur pour la production de chaleur** : près de 50% du coût total, soit environ 204 kEUR.
- **Coût pour les pompes à chaleur pour la production de froid** : 40 % du coût total, soit environ 155 kEUR.
- **Coût de maintenance** : Cette partie représente une proportion significative du reste du coût, soit environ 10 % du total, équivalant à environ 42 kEUR.
- **Coût lié à l'énergie de pompage** : Une très petite part du coût total (5kEUR) 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 23).

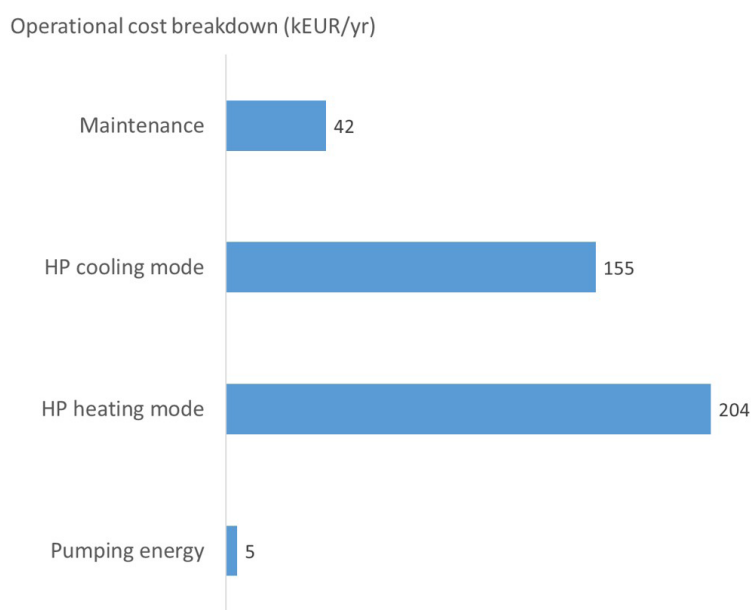


FIGURE 23 : STRUCTURE DE RÉPARTITION DES COÛTS OPÉRATIONNELS.

Pour un système cette taille, les revenus annuels sont estimés à environ 417 kEUR par an. Les revenus proviennent de la vente de chaleur, qui représente environ 250 kEUR et de la vente de froid (167 kEUR).

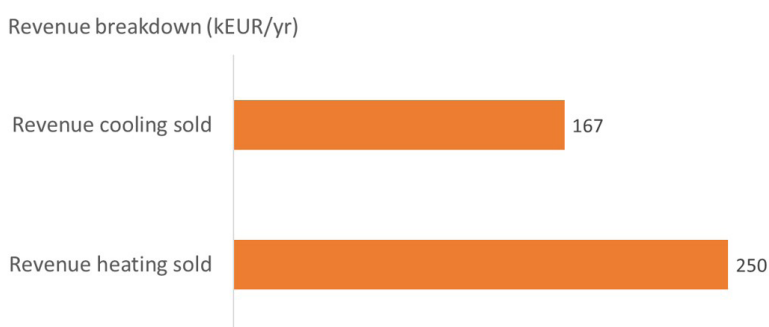


FIGURE 24 : STRUCTURE DE RÉPARTITION DES REVENUS.

2.5.3. Revenus nets versus coûts d'investissement

La capacité thermique des sous-stations, ainsi que la variabilité des coûts de forage, entraînent des coûts d'investissement globaux estimés à environ 6 MEUR, sans le réseau thermique.

Les coûts opérationnels et les revenus finaux dépendront de la taille du système et dans le cas du scénario de base sont respectivement estimés à 406 kEUR et 417kEUR. Le revenu net estimé (revenus - coûts opérationnels) est donc très faible pour le scénario de base analysé puisqu'il est de 11kEUR/an.

2.5.4. Temps de retour sur investissement

À la lumière des résultats de l'analyse techno-économique, il apparaît que le retour sur investissement n'est pas positif, car les revenus nets sont trop limités par rapport aux investissements requis.

2.5.5. Conclusions de l'analyse techno-économique préliminaire

Les conclusions de l'analyse techno-économique préliminaire, fondée sur un scénario de base où les besoins des clients identifiés sont couverts, sont peu favorables. L'étude montre que les bâtiments à connecter ne sont pas bien adaptés à un système de type Géomine.

D'un point de vue technique, le système apparaît surdimensionné par rapport à la demande actuelle. En effet, la consommation de chaleur est principalement axée sur le chauffage à haute température, ce qui entraîne un coefficient de performance (COP) des pompes à chaleur faible et des consommations électriques importantes pour leur fonctionnement.

Sur le plan économique, le revenu annuel net attendu reste faible, aux alentours de 11 kEUR/an, ce qui induit des temps de retour sur investissement qui dépassent la durée de vie technique largement.

En résumé, l'analyse démontre que, si seuls les clients identifiés à ce jour choisissent de se connecter au système Géomine, le projet n'aurait pas de sens économique. Pour le rendre plus attractif, il faudrait connecter des consommateurs additionnels présentant une demande plus adaptée au concept proposé. Les CAPEX seraient identiques pour la partie forage, mais augmenteraient en fonction du nombre et de la puissance des sous-stations additionnelles. Mais les connections devraient permettre de réduire les OPEX et d'augmenter les revenus. Ces hypothèses sont valables sous réserve d'avoir une capacité du réservoir minier suffisante.

Face à ces constats, il a été décidé que l'analyse du sous-sol dans la zone d'étude ne porterait plus uniquement sur la capacité à répondre aux besoins des trois consommateurs identifiés, mais s'attacherait à évaluer la capacité globale du réservoir en envisageant l'utilisation de deux puits.

2.6. Collecte et synthèse des données sous-sol

Cette section présente la collecte et la synthèse des données relatives au sous-sol.

L'analyse a compris l'étude de la géologie et de l'hydrogéologie locale de la couverture et des réservoirs hydrogéologiques sus-jacents, ainsi que la collecte et la synthèse des données minières de détail disponibles (plans d'exploitation, etc.). Une synthèse des contextes géologique, hydrogéologique et minier local est présentée.

Le traitement de ces données a permis d'établir des représentations numériques en 3D des ouvrages miniers dans la zone concernée par le pilote. Le modèle 3D du réservoir a ensuite servi de base à la définition de la localisation potentielle des deux puits du système Géomine et l'évaluation de la ressource thermique associée aux anciennes mines.

2.6.1. Définition de la zone d'étude

Le sous-sol du Couchant de Mons est constitué des séries houillères datant du Carbonifère supérieur, dont les couches de charbon ont été exploitées de manière extensive par le passé. À la différence des autres bassins examinés plus à l'est (Charleroi et Liège), le socle paléozoïque est recouvert d'une épaisseur parfois importante de formations méso-cénozoïques principalement crayeuses (Bassin de Mons).

L'emprise du site pilote en géothermie minière envisagé est située dans l'actuelle concession de mine de houille d'Hornu-Hautrage (n° 008 dans l'inventaire du SPW) (Figure 25) et auparavant au sein de la concession de mines de houille du Grand-Hornu.

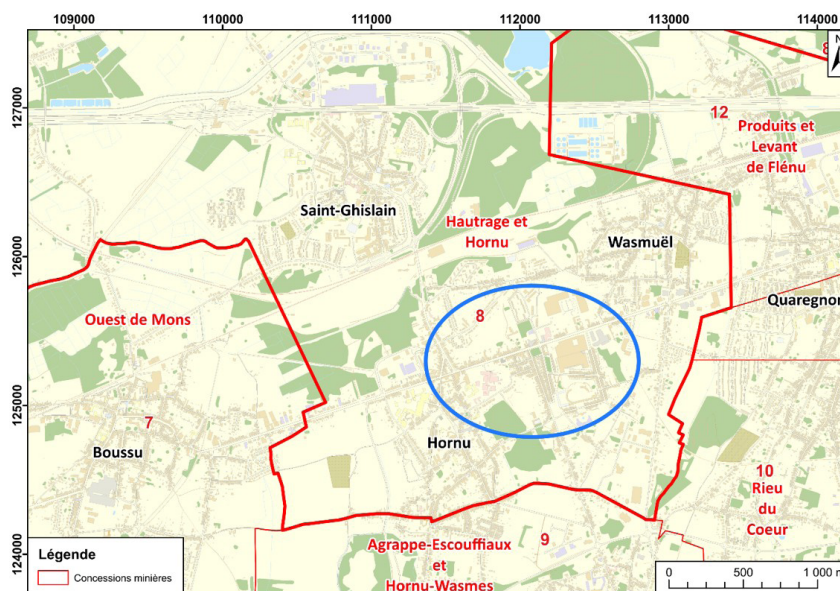


FIGURE 25 : PLAN DE SITUATION DE LA ZONE D'ÉTUDE (CONTOUR BLEU) AU SEIN DE LA CONCESSION MINIÈRE CONCERNÉE.

2.6.2. Cadre géomorphologique, géologique et hydrogéologique

2.6.2.1. Cadre géomorphologique

La zone d'étude est située sur le versant sud de la vallée de la Haine. Le relief est peu marqué, les altitudes étant généralement comprises entre + 30 et + 40 m par rapport au niveau de la mer. Seuls quelques terrils de charbonnages marquent leur empreinte sur le paysage, puisque ceux-ci présentent parfois plusieurs dizaines de mètres de haut, comme le terril du n°12 du Grand-Hornu qui atteint une altitude de + 90 m.

De manière générale, le relief accuse une faible pente vers le nord-nord-ouest, c'est-à-dire vers la plaine alluviale de la Haine. Cette rivière coule selon un axe sensiblement est-ouest à partir de la ville de Mons jusqu'à Condé en France où elle se jette dans l'Escaut.

Au plus proche de la zone d'étude, le cours naturel de cette rivière passait au travers de la ville de Saint-Ghislain, soit à environ 1,5 km de distance de la zone d'étude. À cet endroit, la plaine alluviale de la Haine est située à une altitude comprise entre + 25 et + 27 m.

2.6.2.2. Cadre géologique

Le sous-sol de la zone d'étude est constitué du socle paléozoïque du Carbonifère supérieur (terrains houillers), recouvert par des formations méso-cénozoïques du Bassin de Mons. Le Carbonifère supérieur 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, tandis que des sondages avaient été réalisés par les charbonnages pour reconnaître la nature et l'épaisseur de la couverture méso-cénozoïque.

L'ensemble du socle houiller de la zone d'étude et de ses environs est recouvert par les formations méso-cénozoïques du Bassin de Mons (Figure 26). Dans la plaine alluviale de la Haine, les alluvions quaternaires sont principalement constituées de sables et de silts à niveaux tourbeux, leur base comportant généralement des cailloutis fluviaux. L'épaisseur de ces alluvions peut atteindre par endroits une dizaine de mètres. Ces alluvions recouvrent les sables glauconifères de la Formation de Grandglise (Thanétien), qui sont progressivement plus argileux et glauconifères vers la base.

Sous ces sables glauconifères, les formations crayeuses du Crétacé du Bassin de Mons sont représentées dans la zone d'étude par les craies de la Formation de Trivières. Cette craie blanche ne contient pas de niveaux de silex tandis que sa base est marquée par un conglomérat phosphaté.

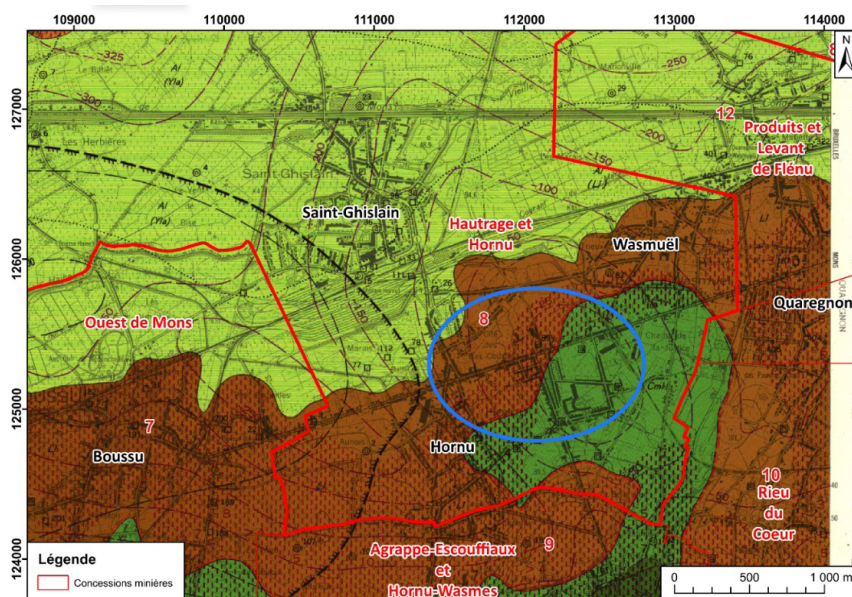


FIGURE 26 : CARTE GÉOLOGIQUE DE ZONE D'ÉTUDE (CONTOUR BLEU) ET DE SON VOISINAGE (SOURCE : MARLIÈRE, 1969). EN VERT CLAIR : ALLUVIONS MODERNES DE LA HAINE (AL) ; EN BRUN : SABLES GLAUCONIFÈRES DE LA FORMATION DE GRANDGLISE (L1) ; EN VERT FONCÉ : CRAIES DE LA FORMATION DE TRIVIÈRES (CM1). LES COURBES DE NIVEAU EN MAUVE REPRÉSENTENT LES ISOHYPSES DU SOMMET DU SOCLE PALÉOZOÏQUE.

L'épaisseur de la couverture méso-cénozoïque est assez variable dans la région et peut attendre plus de 300 m. Au niveau de la zone d'étude, le sommet du socle paléozoïque forme un relief assez local (« dôme d'Hornu »), situation qui a pour conséquence de réduire l'épaisseur de la couverture à une épaisseur de 30 à 75 m, tandis qu'à l'extérieur de la zone d'étude cette épaisseur croît rapidement (environ de 25 m par 500 m de distance), sauf vers le sud.

Le socle paléozoïque est constitué du Groupe Houiller (Carbonifère supérieur), série 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. À l'échelle de la concession considérée, ces unités structurales peuvent être regroupées en deux unités principales :

- **Une unité supérieure**, le Massif du Borinage. Il s'agit d'une écaille de chevauchement qui est actuellement reprise sous la dénomination plus large d'Unité de Masse-Borinage et qui fait partie des Ecailles Haine-Sambre-Meuse (cf. Belanger et al., 2012). La base de cette unité est matérialisée par la Faille de Masse-Borinage. Si vers le sud les déformations sont importantes au sein de ce massif (couches fortement redressés avec plis en chevrons), sa partie centrale présente une large synforme d'axe sensiblement WSW-ENE (synforme de Flénu). Ce massif a une épaisseur très importante dans le Couchant de Mons et peut atteindre plus de 1000 m. Environ 135 couches de charbon distinctes ont été exploitées par le passé dans ce massif. Les âges de ces couches s'étalent du courant du Westphalien A jusqu'à la partie supérieure du Westphalien C. Notons que la partie inférieure du Massif du Borinage est traversée par une faille inverse à faible rejet appelée Grand Transport.

- **Une unité inférieure**, le Comble Nord. Cette unité est actuellement désignée sous le terme de Parautochtone brabançon. Les couches sont relativement peu déformées en comparaison à la structure interne du Massif du Borinage. Les couches forment globalement une série monoclinale dont le pendage sud est faible à modérée et dont la direction est sensiblement est-ouest. Dans le détail, la structure de cette série est compliquée par la présence de plis dont l'origine serait liée à la présence et la dissolution d'évaporites dans les calcaires dinantiens situés sous la série houillère. Le nombre de couches de charbon exploitées dans cette unité est relativement faible en comparaison avec celles du Massif du Borinage, elles sont généralement de l'ordre de 10 à 15 selon les endroits. Elles datent du Westphalien A et de la partie inférieure du Westphalien B.

Entre ces deux unités importantes se singularise une unité intensément déformée reprise sous la dénomination de Nappe faillée. Seules quelques couches de charbon ont parfois fait l'objet localement de travaux d'exploitation. Celle-ci datent de la partie supérieure du Westphalien A et de la partie inférieure du Westphalien B.

À l'ouest de la zone d'étude, l'Unité de Masse-Borinage s'ennoie progressivement sous une autre écaïlle tectonique, l'Unité de Boussu. Celle-ci est composée de formations qui s'étalent du Silurien au Carbonifère et sa structure globale est celle d'un anticlinal renversé.

La structure du gisement houiller d'Hornu se singularise par :

- L'ennoiement très important des couches vers l'ouest : un dénivelé de l'ordre de 1320 m se marque sur une distance d'à peine 2,5 km (Figure 27)
- Des failles normales, se redressant vers le nord, situées sur le versant nord du synforme de Flénu ; ces failles délimitent des petits massifs
- La présence de failles transversales subverticales (ruements) ; ces failles sont de direction sensiblement nord-sud et leur rejet est assez limité ;

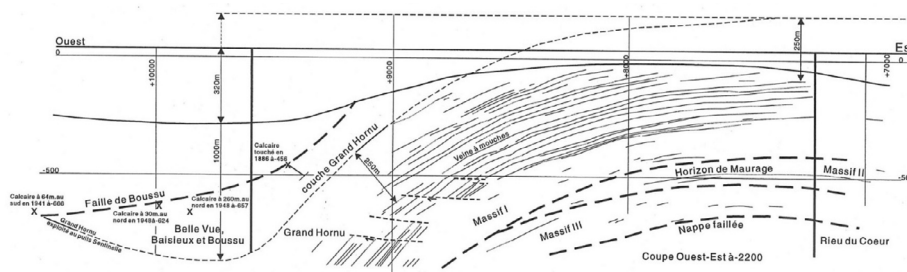


FIGURE 27 : COUPE MINIÈRE OUEST-EST AU TRAVERS DU GISEMENT D'HORNU (TIRÉ DE DELMER, 2000).

2.6.2.3. 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.).

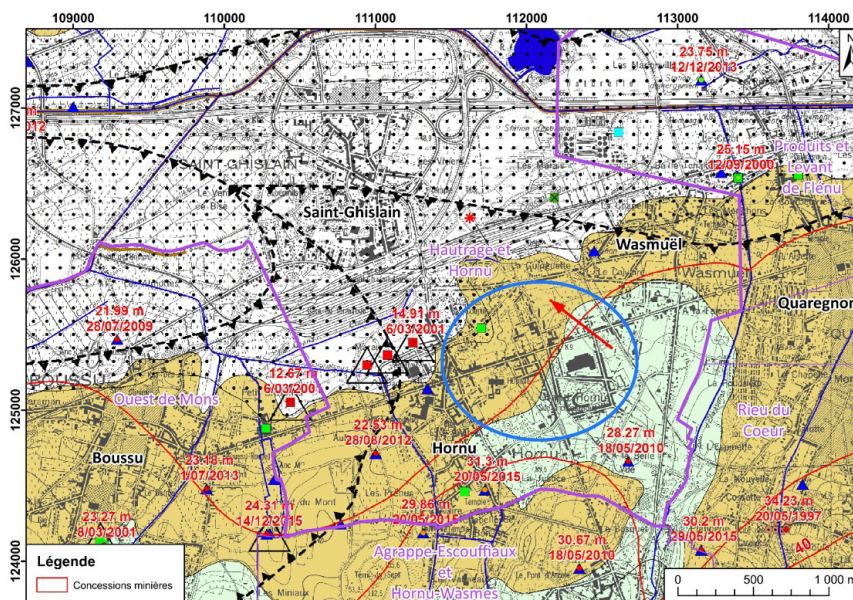


FIGURE 28 : CARTE HYDROGÉOLOGIQUE DE LA ZONE D'ÉTUDE (CONTOUR BLEU) ET DE SON VOISINAGE (SOURCE : BOUGARD ET AL., 2017). EN BLANC : AQUIFÈRE DES ALLUVIONS MODERNES DE LA HAINE ; EN JAUNE FONCÉ : AQUIFÈRE DES SABLES THANÉTIENS ; EN VERT : AQUIFÈRE DES CRAIES DU BASSIN DE MONS.

Dans la zone d'étude, plusieurs unités hydrogéologiques qui se superposent affleurent en surface. Depuis le haut, il s'agit de :

- L'aquifère des alluvions modernes de la Haine
- L'aquifère des sables thanétiens
- L'aquifère des craies

Si l'aquifère des craies est captif à semi-captif en raison du caractère argileux de la base des sables thanétiens, ce n'est pas le cas de l'aquifère des sables thanétiens qui est en continuité hydraulique avec l'aquifère des alluvions.

L'aquifère des craies surplombe l'aquiclude à niveaux aquifères du Houiller, constitué des terrains houillers du Carbonifère supérieur. La base de l'aquifère des craies est imperméable en raison de la présence d'un niveau de marnes à la base de la couverture mésozoïque. Les écoulements depuis l'aquifère des craies vers les niveaux sous-jacents sont donc considérés comme négligeables (sauf éventuellement à la faveur d'un ancien puits de mine qui traverserait l'aquifère des craies pour atteindre les formations du Carbonifère supérieur).

Principalement composé de pélites, l'aquiclude à niveaux aquifères du Houiller est globalement peu perméable, bien que localement les bancs de grès puissent constituer des niveaux aquifères grâce à leur fracturation (Bougard et al., 2017).

Des infiltrations parfois importantes dans les charbonnages présents ont nécessité durant l'exploitation la mise en œuvre de moyens d'exhaure. Depuis l'arrêt de l'exploitation, ces infiltrations ont eu tendance à envoyer ces anciennes mines. Aujourd'hui, bien qu'aucune donnée directe relative aux niveaux d'eau au sein des anciennes mines hainuyères ne soit disponible, le SPW-DRIGM considère que l'ensemble d'entre-elles sont totalement ennoyées (Pacyna D., com. pers.).

Dans le district 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).

Notons qu'au début des années 1940, l'exhaure annuelle pour l'ensemble des puits n°7 et 12 était de l'ordre de 350.000 m³ (Archives FPMs-GFA).

2.6.3. Contexte minier

L'emprise du projet pilote en géothermie minière envisagé est située dans l'actuelle concession de mine de houille d'Hautrage et Hornu (n° 008 dans l'inventaire du SPW) et auparavant au sein de la concession de mine de houille du Grand-Hornu. Cette dernière était exploitée par la société civile des mines de houille du Grand-Hornu, fusionnée en 1950 au sein de la S.A. des charbonnages du Hainaut.

La société civile des mines de houille du Grand-Hornu a une situation assez singulière parmi les autres sociétés charbonnières du Couchant de Mons (Watelet, 1980 ; Bianchi et al., 2016). Elle est à l'origine d'un complexe industriel (site UNESCO depuis 2012) constitué d'ateliers et d'une cité minière de 400 habitations qui complètent les installations minières. En outre, elle est la seule société du Couchant de Mons à rester une propriété familiale depuis l'Ancien régime jusqu'au milieu du 20^e siècle. Parmi ses propriétaires, signalons le rôle essentiel d'Henri De Gorge dans la modernisation et le développement de l'activité minière et dans la construction du complexe industriel (Figure 29). En outre, il est à l'origine de la mise en place d'un des premiers chemins de fer d'Europe continentale, qui permettait de transporter sur une longueur d'environ 1800 m le charbon extrait jusqu'au canal de Mons à Condé au moyen de la traction hippomobile.



FIGURE 29 : ÉTABLISSEMENT ET CHARBONNAGES DU GRAND-HORNU FORMÉS PAR MR H. DE GORGE-LE-GRAND IN VONCKEN T. (C. 1854-1856), LA BELGIQUE INDUSTRIELLE. VUES DES ÉTABLISSEMENTS INDUSTRIELS DE LA BELGIQUE.

	Puissance	Ouverture
Grand Hornu	0.98	1.06
Petit Hornu	0.45	1.43
Moulinet	0.3	0.58
Veine d'Amie	0.76	1.87
Grand Moulin	0.98	2.41
Cinq Mille	0.59	0.85
Veine à Forges	0.72	0.95
Grande Morette	0.61	1.13
Petite Morette	0.57	0.99
Claya	0.7	1.365
Horia	0.46	0.605
Veine à Chiens	0.51	0.605
Deux Laies	0.49	0.85
Grand Houspin	0.43	0.58
Petit Houspin	0.18	0.42
Horpe	0.75	0.89
Cochet	0.375	0.8
Jausquette	0.69	0.86
Désirée	0.64	0.85
Grande Veine	0.58	0.6
Jougueleresse	0.67	1.62
Bonnet	0.4	0.65
Veine à Mouches	1.47	2
Grande Cossette	0.5	0.66
Petite Cossette	0.6	1.03
Béchée	1.37	1.6
Petite Béchée	0.35	0.42
Houbarde	0.75	0.85
Belle et Bonne	1	1.84
Fagneau	0.51	0.67
Grand Franois	0.47	0.82
Petit Franois	0.38	0.48
Grand Cours	0.45	0.51
Braise	0.64	0.73
Carlier	0.4	0.44
Grande Veine à l'Aune	0.47	0.59
Petite Veine à l'Aune	0.3	0.86
Gade	0.41	0.84
Hanat	0.59	1.49
Veine à Terre	0.57	0.62
Grand Faux Cours	0.48	0.59
Nouveau Faux Cours	0.5	1
Moyen Faux Cours	0.72	0.87
Petit Faux Cours	0.42	0.62

TABLEAU 10 : LISTE DES COUCHES DE CHARBON EXPLOITÉES PAR LES CHARBONNAGES DU GRAND-HORNU AU SEIN DU MASSIF I (SOURCE : SAICOM, FONDS S.A. CHARBONNAGES DU HAINAUT, S.D.).

Sur base des éléments recueillis dans les archives du SPW-DRIGM, les caractéristiques d'un certain nombre de puits ont pu être synthétisées et sont disponibles dans le Tableau 11.

Siège	Puits	Profondeur [m]	Section du puits [m]
	n°1 Sainte-Augustine	383	3 m
	n°1 Sainte Marie-Antoinette	383	Elliptique (3 m / 4,5 m)
	n°2 Sainte-Victoire	296	Elliptique (2 m / 4 m)
	n°3 Saint-Henri	270	Elliptique (2 m / 4 m)
	n°5 Sainte-Eugénie	300	1.6 m
	n°4 La Meilleure	205	Elliptique (2 m / 4 m)
	n°4bis	205	Elliptique (2 m / 4 m)
	n°6 Sainte-Sophie	515	3.2 m
	n°11	287	?
n°7	n°2	798	2 m jusque 56 m ; 3 m jusque 515 ; puis maximum 4m
	n°7 Sainte-Louise	803	3.8 à 4 m
	n°8 Sainte-Séraphine	787	3.2 à 3.8 m
n°12	n°9 Sainte-Désirée	458	2.7 m
	n°10	860	2.8 à 3.3 m
	n°12	881	3.5 à 3.8 m

TABLEAU 11 : CARACTÉRISTIQUES DES PUIITS PRÉSENTS DANS LA ZONE D'ÉTUDE D'APRÈS LES ÉLÉMENTS COLLATIONNÉS DANS LES ARCHIVES DU SPW-DRIGM (DOSSIER CONCESSION 008).

Les puits des sièges n°7 et 12 ont dû être remblayés par des schistes de terril (ou éventuellement par des matériaux d'une résistance mécanique équivalente) d'une granulométrie inférieure à 150 mm. Pour les puits n°10 et 12, une granulométrie de maximum 60 mm a été imposé pour limiter les éventuels tassements. En outre, une couche d'argile de 20 m d'épaisseur au minimum devait être disposée au niveau de la base des morts-terrains pour les puits n°7, 8 et 12.

2.6.4. 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.

2.6.4.1. 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^eme), 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 :

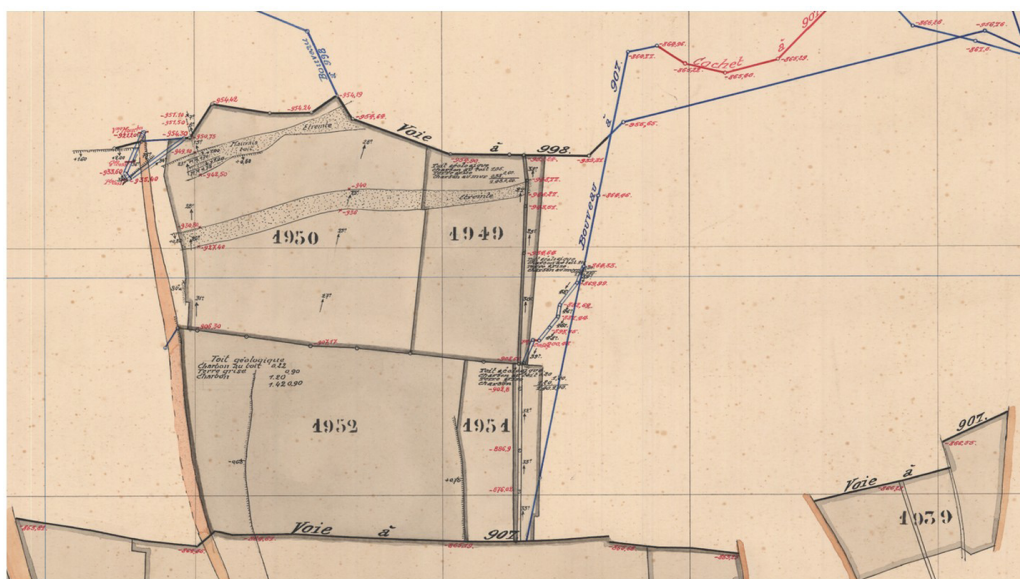
- Les plans de surface, dont l'objet est de replacer les limites de la concession, les infrastructures de surface (bâtiments liés à l'industrie extractive) ou débouchant à la surface (puits, galeries), vis-à-vis des autres infrastructures existantes (bâtiments public et privés, voies), voire du parcellaire 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 (tourets), travers-bancs (boueaux), 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 d'Hautrage-Hornu (n°008) était autrefois déposés à l'Administration des Mines et est actuellement conservé au SPW-DRIGM. Notons que les liasses de vieux plans consultés présentent des lacunes. Dans la sous-série des vieux plans qui semble la plus complète (et qui a été utilisée en priorité), quelques dizaines de plans manquent actuellement.

Les plans de fond et 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 :

- Pour les plans de surface : 36 feuilles de la série des anciens plans ;
- Pour les plans d'exploitation :
 - 20 feuilles de la série des nouveaux plans (cf. exemple en Figure 32) ;
 - 725 feuilles de la série des vieux plans (cf. exemple en Figure 35 réparties en plusieurs sous-séries ;
 - 82 feuilles de la série des anciens plans ;
- Pour les coupes minières : 53 feuilles de coupes passant par les puits principaux.



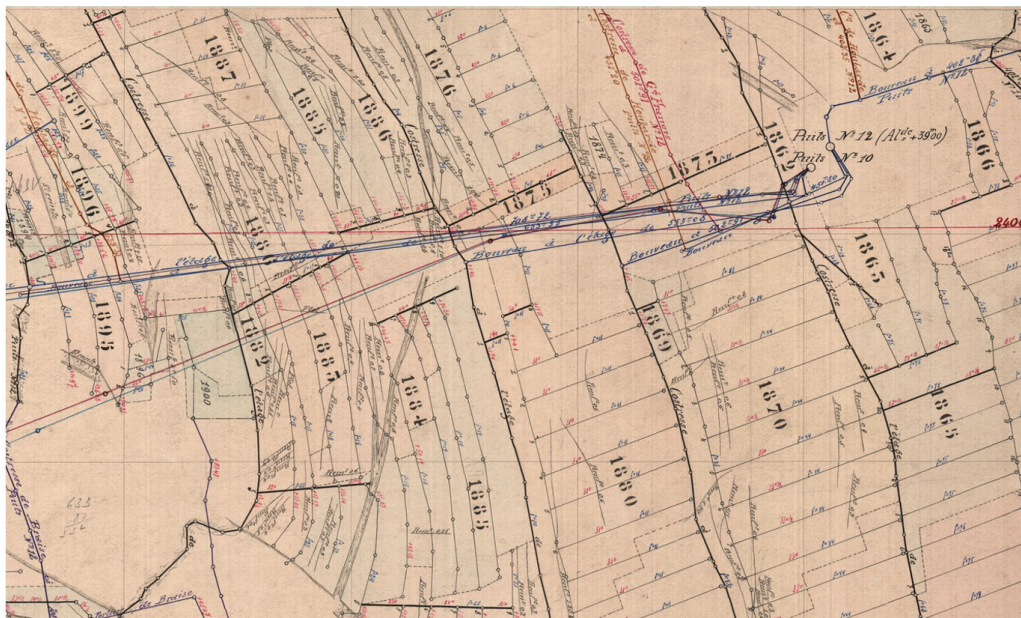


FIGURE 33 : EXTRAIT D'UNE FEUILLE DE LA SÉRIE DES VIEUX PLANS, COUCHE BELLE ET BONNE, PLANCHETTE F-03 (PLAN ORIGINAL CONSERVÉ PAR LE SPW-DRIGM).

2.6.4.2. Données d'archives

Les sources consultées sont principalement les archives conservées par le SPW-DRIGM. Parmi celles-ci, citons le dossier général de la concession concernée.

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'a été trouvé l'essentiel des informations les plus pertinentes pour la présente étude.

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. Bien qu'elles n'aient pas été consultées, les archives du concessionnaire sont actuellement conservées aux Archives de l'Etat à Mons. Quelques dossiers complémentaires à ce fonds sont conservés au centre d'archives privées SAICOM, en particulier dans le fonds S.A. Charbonnages du Hainaut.

2.7. Représentations numériques en 3D des ouvrages miniers

2.7.1. 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 2,4 km x 1,6 km. Les sommets du rectangle dans le système Lambert Belge 1972 sont présentés dans le Tableau 12.

Les couches de charbon ont été exploitées depuis le sommet du socle paléozoïque jusqu'à -1015 par rapport au niveau de la mer. Le modèle 3D considère des altitudes comprises entre +36 et -1015 m, l'altitude supérieure correspondant au niveau de l'orifice du puits n°7.

	XLambert1972 [m]	Y Lambert1972 [m]
A	110860.7	125911.72
B	113260.7	125911.72
C	113260.7	124311.72
D	110860.7	124311.72

TABEAU 12 : COORDONNÉES DES SOMMETS DU RECTANGLE CONSIDÉRÉ POUR LIMITER LA ZONE SÉLECTIONNÉE POUR LA MODÉLISATION DES OUVRAGES MINIERS.

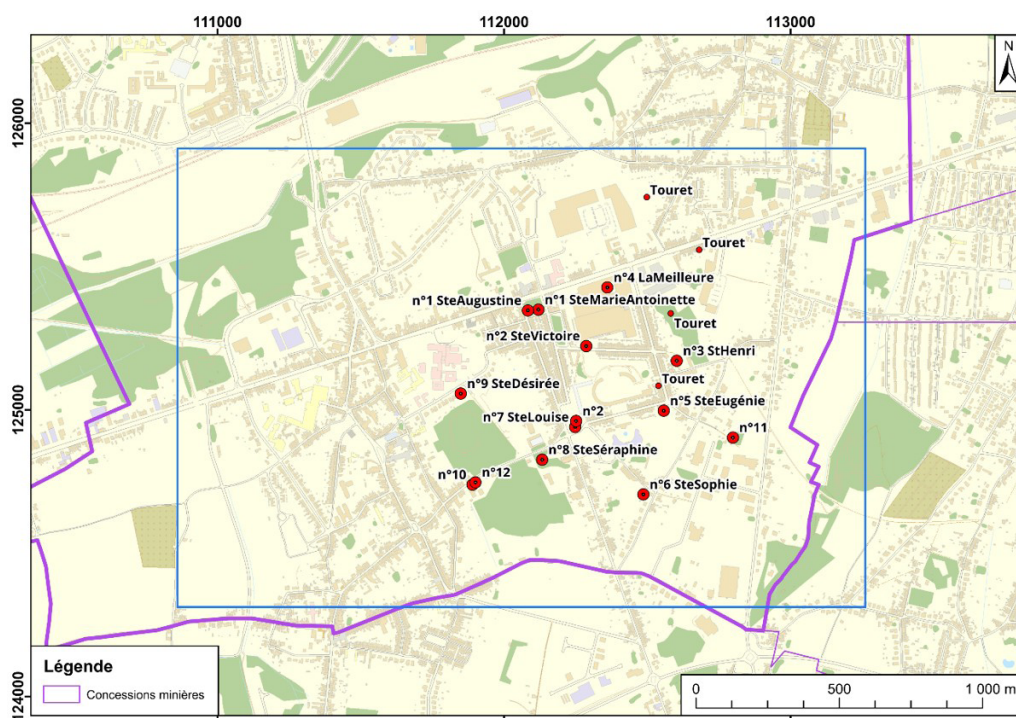


FIGURE 34 : EMPRISE DE LA ZONE SÉLECTIONNÉE POUR LA MODÉLISATION 3D ET EMPLACEMENT DES PUIXS PRINCIPAUX ET TOURETS.

2.7.2. 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 400 plans ont été géoréférencés). Ensuite, les ouvrages miniers suivants ont été digitalisés sur base des plans d'exploitation :

- Puits et puits intérieurs (tourets) ;
- 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 200 km de galeries (sous forme de 1113 éléments distincts) qui ont été digitalisées pour la zone d'étude (Figure 35), environ 350 panneaux d'exploitation (Figure 36).

Notons que l'erreur de positionnement constaté lors de l'analyse des plans d'exploitation est de l'ordre de 5 à 20 m.

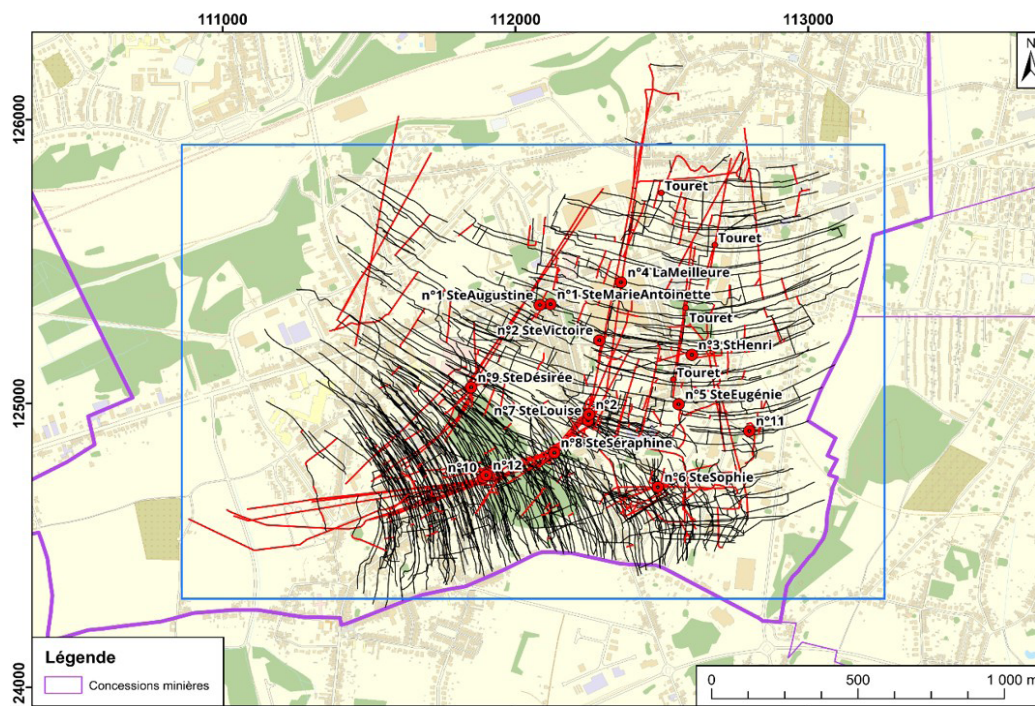


FIGURE 35 : SITUATION DES PUIITS ET GALERIES DIGITALISÉS SUR BASE DES PLANS MINIERES.

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, lors de l'étude relative au bassin du Couchant de Mons, l'élément suivant a demandé des efforts spécifiques lors du traitement des données :

- **Référencement multiple des cotes topographiques sur les vieux plans.** En fonction de l'année de la mesure topographique, la référence de la cote topographique est différente. Concrètement, (1) avant 1920 la référence est le niveau de l'accrochage (de l'étage d'exploitation), (2) de 1921 à 1930 il s'agit de l'orifice du puits à partir duquel l'exploitation était réalisée, (3) après 1930 la référence est le niveau de la mer.

À chaque cote topographique a donc dû être attribué un niveau de référence. La cote altimétrique de chaque point par rapport à la référence actuelle a ensuite été calculée pour chacun des points en fonction de sa propre référence altimétrique d'origine.

En dépit d'une expérience importante sur ce type de données, cette difficulté constituait une situation inédite pour l'UMONS et difficile à anticiper.

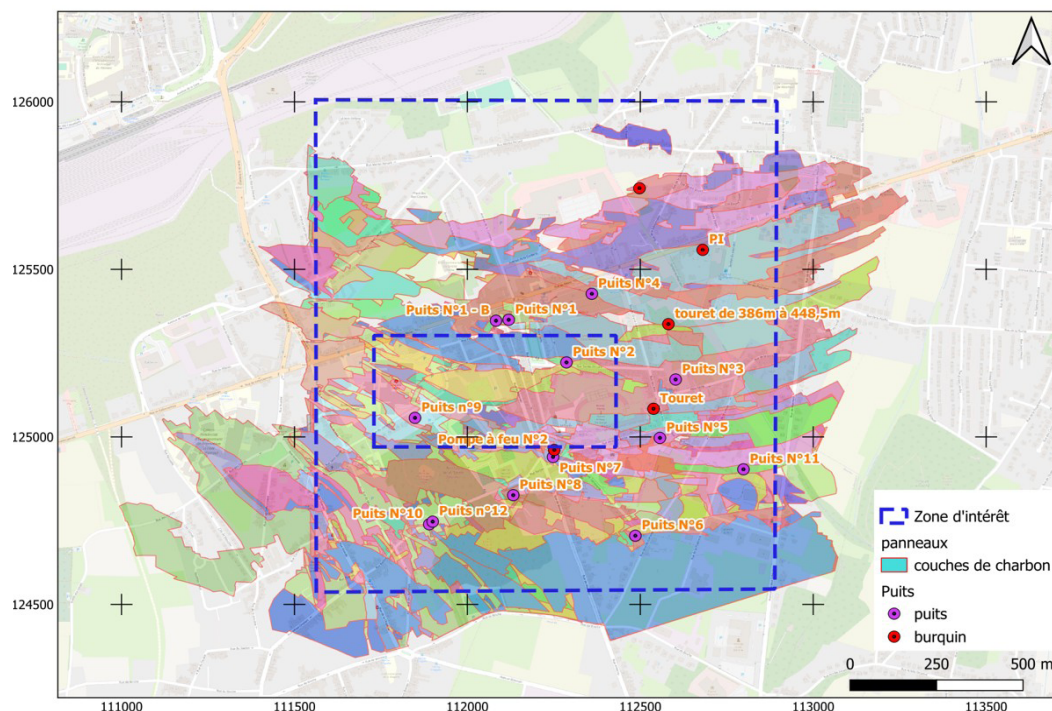


FIGURE 36 : ILLUSTRATION D'UNE SÉLECTION DE PANNEAUX D'EXPLOITATION DIGITALISÉS SUR BASE DES PLANS MINIERES.

2.7.3. 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 et harmoniser les cotes relatives, agréger les représentations multiples et générer par interpolation les cotes topographiques des nœuds pour lesquels il n'y avait pas de cotes renseignées sur les plans.

La cohérence totale entre les cotes des galeries et celles des niveaux exploités est parfois délicate à assurer compte tenu de l'information disponible. La Figure 37 présente une vue tridimensionnelle du modèle de puits et galeries.

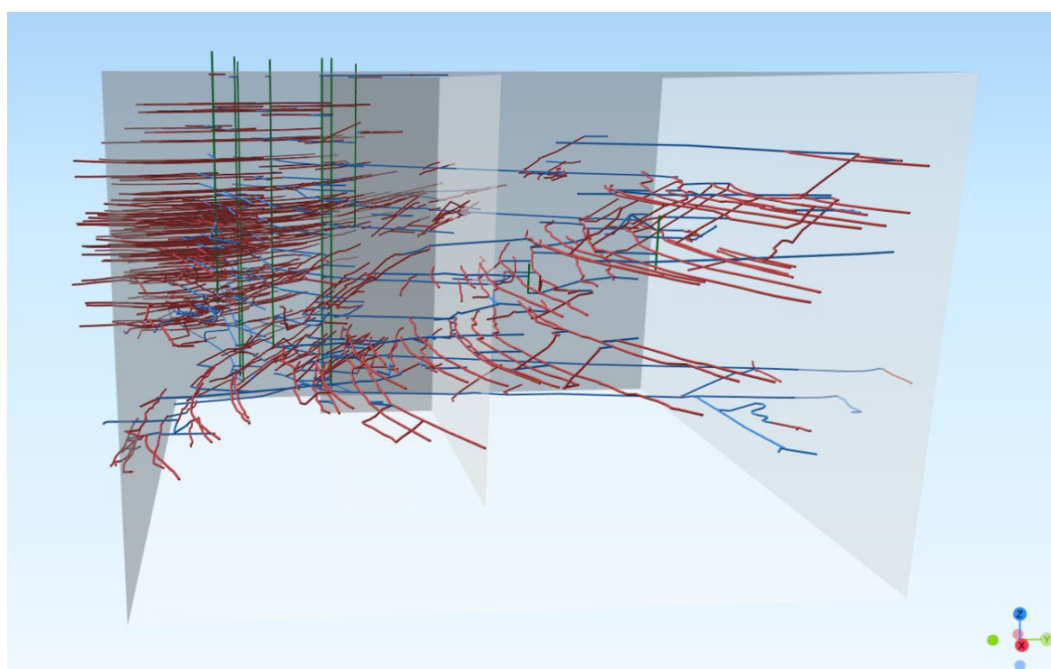


FIGURE 37 : VUE DEPUIS LE SUD-OUEST DU RÉSEAU DE PUIES ET GALERIES.

2.7.4. Modélisation des travaux d'exploitation

Dans un premier temps, la modélisation des couches de charbon est nécessaire pour reproduire la structure des couches à l'échelle de la zone. Ensuite, les travaux miniers tels que les panneaux d'exploitation peuvent y être superposés. En effet, les données minières accessibles ne représentent parfois que des parties très partielles des couches de charbon à l'échelle de la zone d'étude et les informations permettant de contraindre la géométrie des panneaux exploités sont limitées (en particulier en ce qui concerne les cotes topographiques). Le modèle géologique cherche donc à reconstituer la géométrie de la succession des couches de charbon exploitées. Cette succession ainsi que les ouvertures des couches ont pu être reconstituées à partir de l'analyse des archives minières.

La zone concernée par la modélisation comprenant un grand nombre de veines de charbon exploitées et une structure géologique complexe, la modélisation géologique s'est focalisée sur le massif 1, le plus étendu et le plus important pour l'application géothermique envisagée. Cette modélisation a été réalisée sur base de la numérisation et de l'interprétation de données issues des archives minières. Dans la zone d'intérêt, un nombre significatif de plans d'exploitation étant manquants, il s'est avéré nécessaire de baser la modélisation sur l'exploitation des coupes de l'Administration des mines.

La modélisation de la géométrie des couches de charbon est une étape assez complexe à mettre en œuvre en raison du nombre élevé de données, des incertitudes/imprécisions inhérentes à la source des données (coupes minières et plans miniers), et de la structure complexe du gisement houiller. Afin de contraindre la structure une zone de ~2800m x 2000m x 1000m a été considérée pour la modélisation géologique. Cette zone englobe le volume qui sera raffiné dans le modèle hydrogéologique ATEs. La Figure 38 montre une vue du modèle 3D des couches reconstruites dans le massif 1.

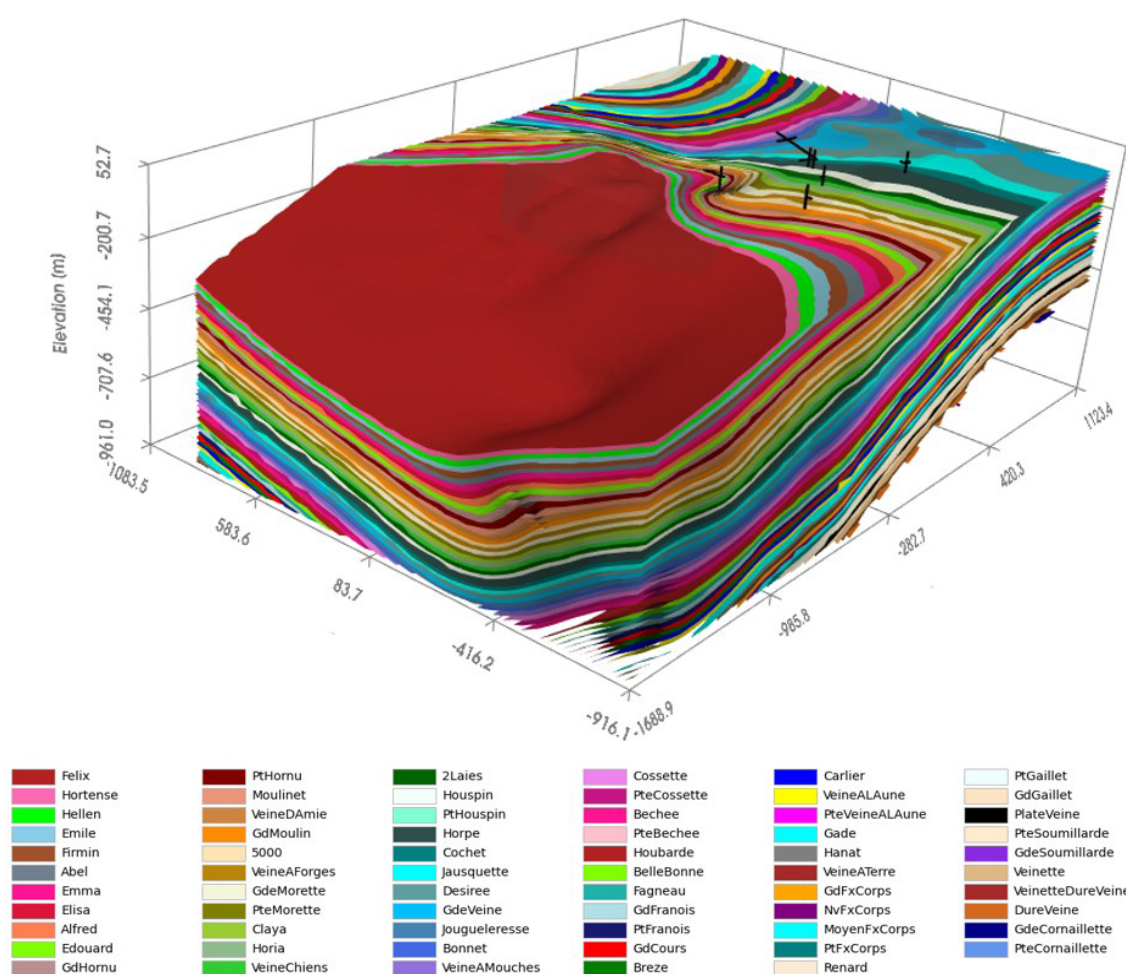


FIGURE 38 : VUE DEPUIS LE NORD-OUEST SUR LA GÉOMÉTRIE DES COUCHES DE CHARBON RECONSTRUITES.

La géométrie des panneaux exploités est reconstruite à partir du modèle géologique et de l'extension des travaux numérisés, déduite des coupes minières. Pour combler le manque de certains plans, les coupes issues de l'administration des mines ont également été utilisées afin de déterminer l'extension des panneaux minés. Dans ce cas, la résolution spatiale de l'extension des panneaux est naturellement limitée par l'échantillonnage spatial fourni par les coupes.

Malgré ces limitations, la résolution obtenue demeure compatible avec les objectifs de modélisation des travaux miniers et avec le niveau de discrétisation requis pour le modèle hydrogéologique.

La Figure 39 illustre l'extension reconstruite des panneaux minés pour chacune des couches de charbon modélisées lors de l'étape précédente.

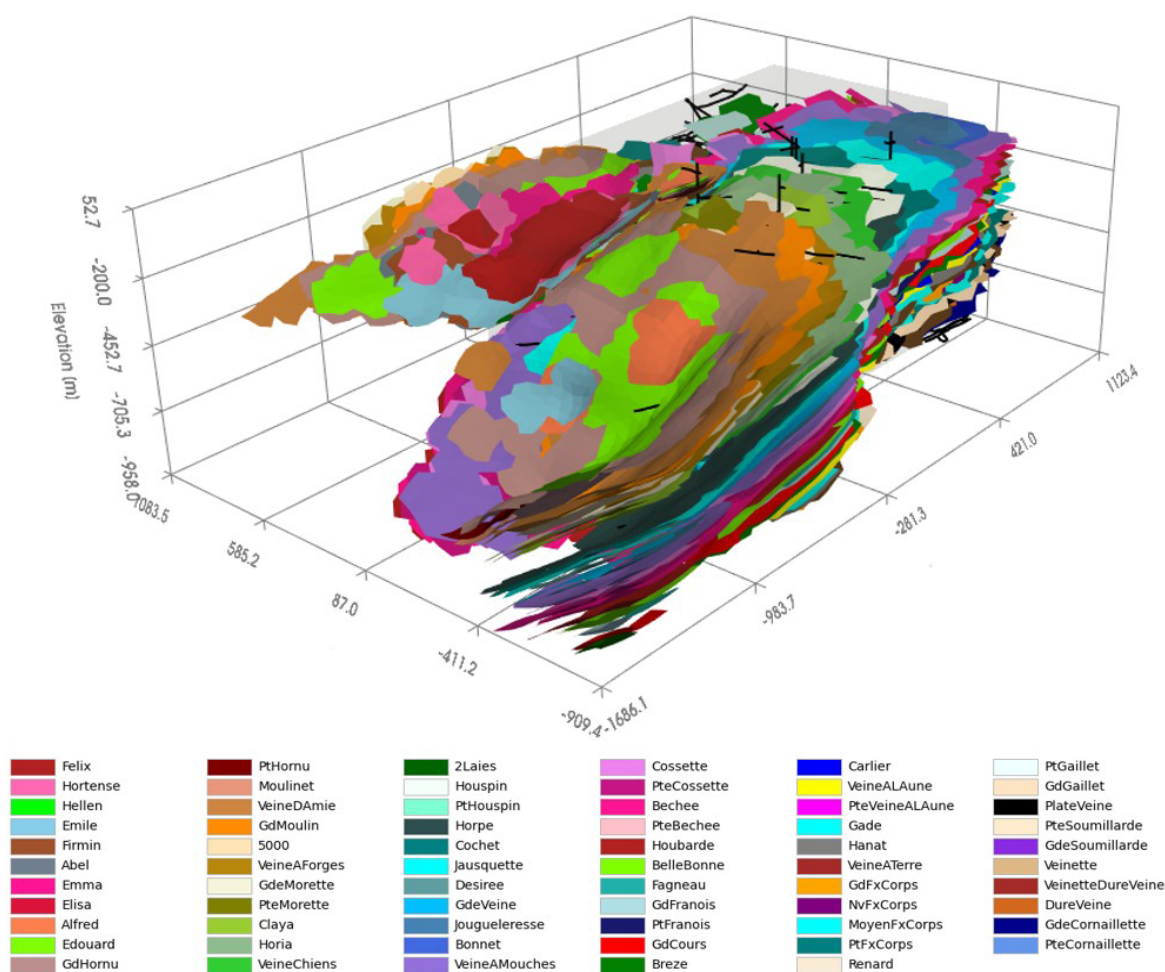


FIGURE 39 : VUE DEPUIS LE NORD-OUEST SUR LA GÉOMÉTRIE DES PANNEAUX EXPLOITÉS.

2.8. Modélisations du comportement du réservoir minier

En complément de la modélisation économique du projet pilote, la réponse du réservoir minier à différents scénarios d'exploitation a été simulée. L'objectif était d'identifier l'emplacement optimal des puits du système Géomine. Il s'agissait également d'estimer la capacité géothermique du sous-sol et la performance du système à long terme pour un scénario de demande réaliste.

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 et puits de mine interconnectées. Les puits forés pour le système Géomine (utilisés pour le stockage thermique) doivent alors cibler des galeries du réseau existant 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 encaissante. Le système est alors exploité comme un système de type ATES 'Aquifer Thermal Energy Storage'. Les puits pour le stockage thermique peuvent ainsi soit viser des galeries soit des panneaux exploités ou les deux.

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

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

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

2.8.1. 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 permis de simuler les chemins d'écoulement à travers la mine et de prédire les températures de production au fil du temps ainsi que les variations de pression (charge hydraulique) 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.

Objectifs

La modélisation de type réseaux de conduites, avec écoulement principal dans les galeries, poursuivait les objectifs suivants :

- Définir la localisation optimale des puits,
- Évaluer la capacité de stockage et de production du réservoir minier et sa sensibilité à la demande et aux caractéristiques du réservoir minier,
- Évaluer la performance du système sur le long-terme dans le cas de scénarios définis.

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 ou de hauteur d'eau associées et le transfert de chaleur entre l'eau et la roche environnante.

Méthodologie

La méthodologie utilisée dans cette étude pour modéliser le sous-sol comprenait les étapes suivantes :

- Analyse des données de la mine et conception d'un modèle numérique 3D,
- Contrôle qualité du modèle numérique 3D des galeries,
- Identification des différents types de galeries,
- Préparation des formats nécessaires à la simulation,
- Modélisation des scénarios de production/stockage définis avec le logiciel EPANET,
- Détermination de l'emplacement optimal des puits en fonction de l'énergie produite,
- Décision finale sur la localisation des puits, en intégrant les contraintes de surface,
- Estimation de la capacité de stockage thermique du réservoir minier,
- Analyse des performances du système pour un scénario d'exploitation spécifique.

Modèles 3D des galeries

La représentation numérique 3D du réseau de galeries de l'ancienne mine, obtenue grâce au travail de numérisation effectué dans cette étude, constitue la base de la modélisation réalisée avec EPANET.

Ce modèle inclut les principales composantes du réseau, telles que les puits de mine, les puits internes (burquins), ainsi que les galeries principales et secondaires. Chaque élément possède des caractéristiques propres (diamètre, longueur et profondeur) qui influencent directement la capacité de stockage de la mine.

Les Figure 40 et Figure 41 illustrent l'ancienne mine et les différentes composantes mentionnées.

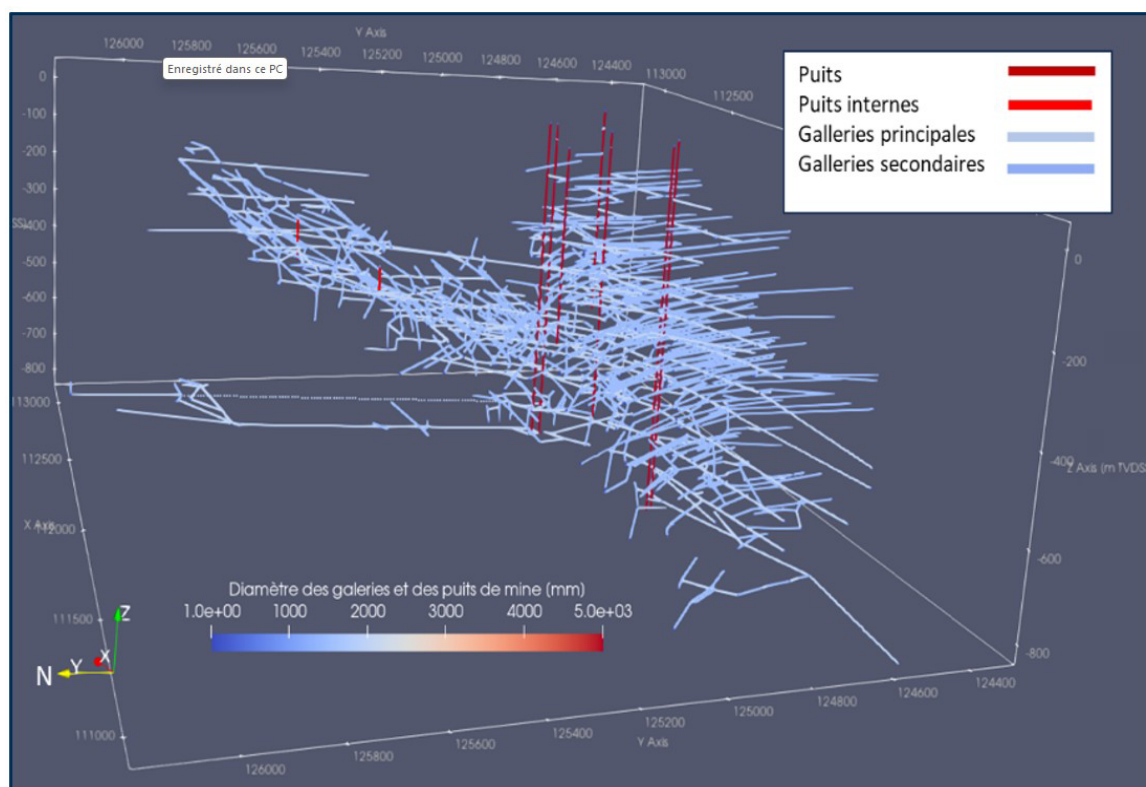


FIGURE 40 : VISUALISATION EN 3D DU RÉSEAU DE PUIITS DE MINE, BURQUINS ET GALERIES DE L'ANCIENNE MINE, UTILISÉ POUR LA MODÉLISATION DANS LE LOGICIEL EPANET.

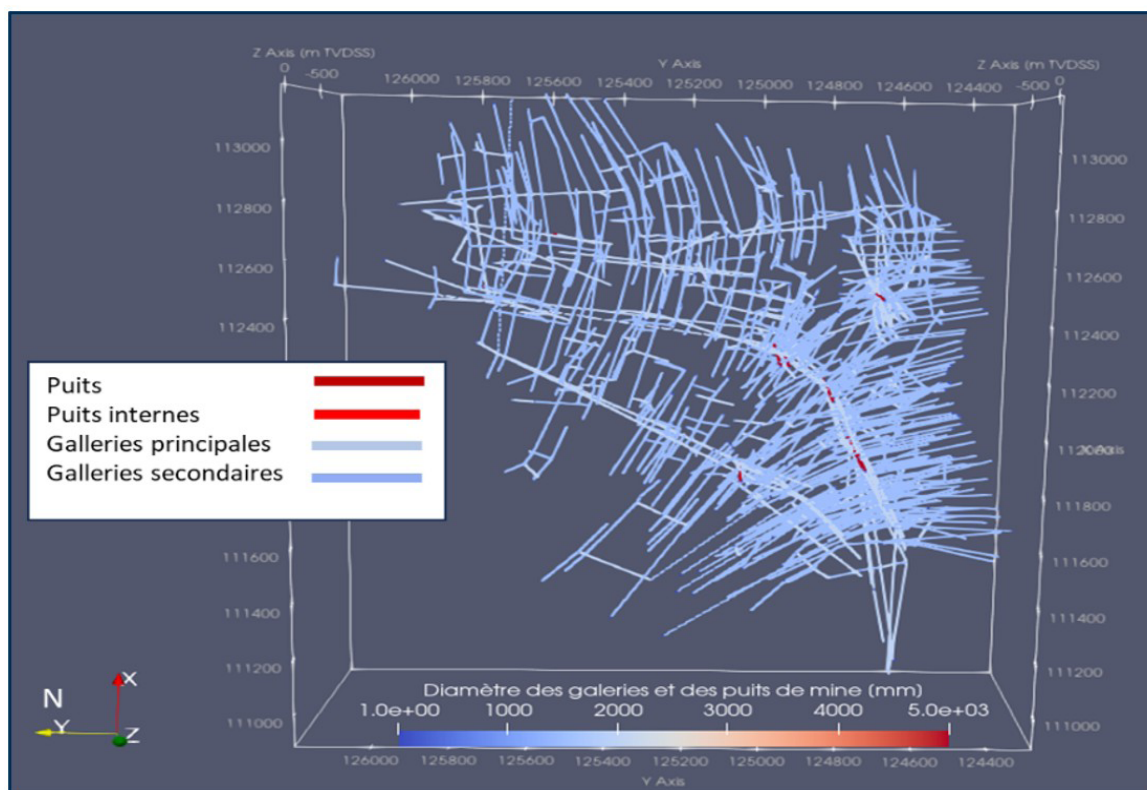


FIGURE 41 : VUE LATÉRALE DU RÉSEAU DE PUIITS DE MINE, BURQUINS ET GALERIES DE L'ANCIENNE MINE, UTILISÉ POUR LA MODÉLISATION DANS LE LOGICIEL EPANET.

Le Tableau 13 présente les caractéristiques des composantes du réseau minier dans la zone pilote. Il résume, pour chaque élément du réseau, le diamètre supposé et l'état d'ouverture le plus probable.

Une incertitude majeure concerne la capacité hydraulique réelle des puits après leur remblayage, et donc leur impact sur les écoulements. La perméabilité des puits reste inconnue à ce jour. Pour pallier cette incertitude, différents scénarios ont été modélisés en intégrant divers diamètres équivalents. Ces scénarios permettent d'analyser l'effet du degré de remblayage des puits sur la capacité de stockage du réservoir minier et sur l'emplacement optimal des puits.

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

TABEAU 13 : HYPOTHÈSES CONCERNANT LE DIAMÈTRE ET LE STATUT DES PRINCIPAUX OBJETS MODÉLISÉS.

Lorsque les puits sont considérés comme ouverts, le volume total de la mine digitalisée est estimé à 425 000 m³. Si les puits sont partiellement ou totalement remblayés, ce qui est probable à des degrés variables, le volume minimum est estimé à environ 333 000 m³. Cette variation dépend de la porosité du matériau de remblai, avec une porosité minimale estimée à 10 %.

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 ('Ts')

et 'Ps') et les gradients de température $\frac{dT}{dz}$ et de pression $\frac{dP}{dz}$. Ces informations sont présentées dans le Tableau 14.

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

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

Élévation moyenne [m]	Élévation moyenne de la nappe phréatique** [m]	Gradient de température [°C/Km]	Température à la surface / Pression a l'élévation de la nappe phréatique [°C / bara]	Gradient de pression [Pa/m]
33.42	24.48	23	11 / 1	9795

TABLEAU 14 : DONNÉES UTILISÉES POUR DÉFINIR LES CONDITIONS INITIALES.

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

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

L'écoulement et le transfert de chaleur dans et autour du réseau minier dépendent de sa géométrie, mais également des propriétés thermiques et hydrauliques des roches et de l'eau présent dans le réservoir souterrain. Dans cette étude, le réseau minier est supposé saturé en eau pour la modélisation.

Les propriétés thermiques de l'eau et de la roche utilisées sont indiquées dans le Tableau 15. Par ailleurs, une rugosité hydraulique élevée a été adoptée pour représenter les irrégularités des galeries dues à d'éventuels effondrements.

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

TABLEAU 15 : PROPRIÉTÉS SUPPOSÉES POUR LA ROCHE ET L'EAU CIRCULANT DANS LA MINE.

Modélisations

Définition de l'emplacement des puits du système Géomine

Le système Géomine utilise deux puits distincts. Le premier, appelé puits froid, est situé à faible profondeur et sert à la production et au stockage de l'eau froide. Le second, le puits chaud, est installé dans la partie profonde de la mine et permet à la fois le stockage et la production d'eau chaude.

Les critères principaux pour définir l'emplacement des puits sont les suivants :

- Minimiser les interférences thermiques entre les puits.
- Assurer une connectivité hydraulique suffisante entre eux pour limiter les variations de pression ou de hauteur d'eau autour des puits.
- Prendre en compte les contraintes de surface, comme l'espace disponible et la proximité des utilisateurs potentiels.

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 50 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 150 m à 250 m et les puits profonds visent une gamme de profondeur de 600 m à 800 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 meilleur(e)s puits ou paires de puits pour la production d'eau chaude. Cette étape prend en compte une contrainte de distance maximale des puits froid et chaud par rapport aux clients potentiels. Ainsi, les puits froids se situent à une distance maximale de 150 m de l'hôpital EPICURA et les puits chauds à 150 m maximum du CORA-Hornu. Les puits les plus proches de ces consommateurs sont sélectionnés et leur emplacement final est défini en fonction de l'espace disponible en surface et de leur potentiel à atteindre des galeries en profondeur.

Résultats

La quantité de chaleur produite cumulée calculée pour différentes paires de puits est reportée sur la Figure 42. Les résultats des simulations démontrent qu'il existe diverses possibilités de combinaisons puits chaud/puits froid présentant une capacité de production de chaleur intéressante. Au final, en tenant compte de la production de chaleur cumulée et de la proximité des puits avec les clients potentiels (C.H. EPICURA et CORA), trois emplacements de puits chauds et trois puits froids ont pu être sélectionnés. Le Tableau 16 résume les emplacements de ces puits. Il apparaît que toute combinaison d'emplacements de puits profonds et peu profonds permettrait d'assurer une bonne performance du système. Ainsi, le développeur de projet final pourra choisir l'option la plus adaptée en termes de mise en œuvre. Notons néanmoins que l'emplacement numéro 2679 offre les meilleures performances pour le stockage et la production de chaleur. En effet, la galerie cible est située à plus grande profondeur que celles des deux autres emplacements possibles pour les puits chauds et permet donc d'atteindre des températures légèrement plus élevées. Cependant, cet emplacement ne permet pas d'envisager de cibler une seconde galerie comme alternative de secours en cas d'échec d'atteinte de la galerie initialement ciblée lors du forage. Il est donc nécessaire de vérifier si des panneaux voisins pourraient également être traversés lors du forage afin de les inclure comme solution de repli. La localisation des trois puits chauds et froids sélectionnés est montrée en Figure 43.

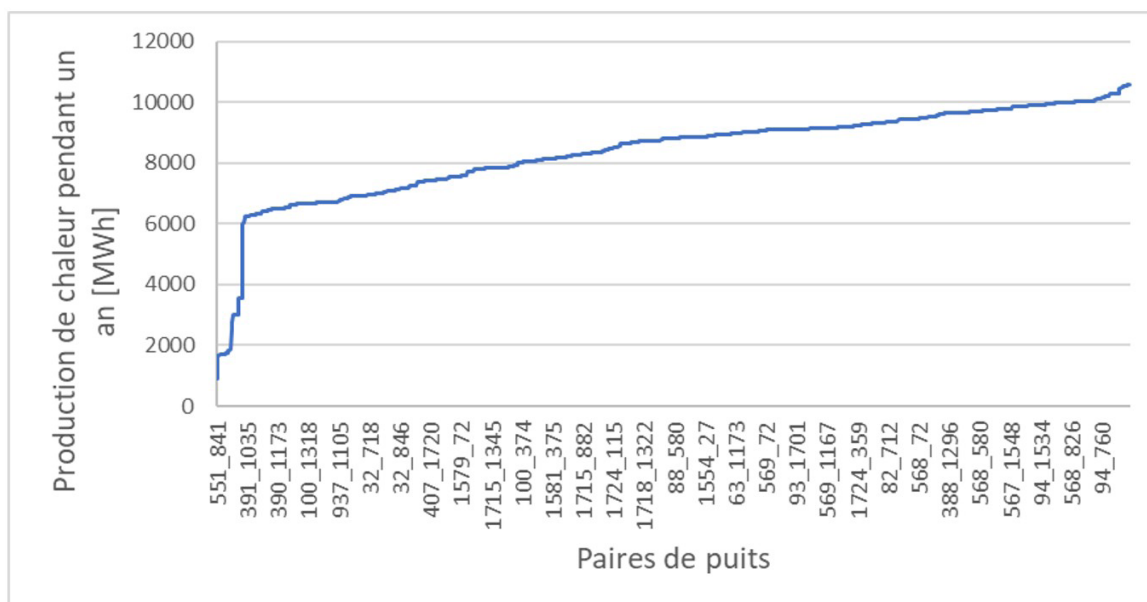


FIGURE 42 : PRODUCTION DE CHALEUR CUMULÉE SUR UNE PÉRIODE D'UN AN EN FONCTION DES PAIRES DE PUIXS TESTÉES, CAS OÙ LES PUIXS DE MINES SONT OUVERTS.

Puits Chaud			
Localisation	x[m]	y[m]	z[m TVD SS]
2678	112284	125134	-666.5
2679	112327	125158.3	-747.5
2680	112293	125184.8	-667
Puits Froid			
718	111831.4	125097.1	-148
2681	111884	125069.5	-148
580	111874.1	125109.6	-148

TABLEAU 16 : LISTE DES LOCALISATIONS DE PUIXS CHAUDS ET FROIDS OPTIMALES PRENANT EN COMPTE LA DISTANCE PAR RAPPORT AUX PRINCIPAUX CONSOMMATEURS (C.H. EPICURA ET CORA-HORNU) ET LA PRODUCTION DE CHALEUR CUMULÉE.

z : Profondeur vertical sous le niveau de la mer



FIGURE 43 : EMBLEMES OPTIMAUX DES Puits CHAUDS (CERCLES) ET FROIDS (TRIANGLES) LOCALISÉS DANS LA ZONE D'ÉTUDE. LES Puits FROIDS SE SITUENT À PROXIMITÉ DE L'HÔPITAL EPICURA ET LES Puits CHAUDS À PROXIMITÉ DU CORA-HORNU.

Estimation de la capacité de stockage thermique (chaud et froid) du réservoir minier

Une fois les puits les plus performants sélectionnés, une seconde série de modélisations a été réalisée pour évaluer la capacité du réservoir minier à stocker et produire de la chaleur et du froid dans le cadre de scénarios d'exploitation théoriques. Ces modélisations ont permis d'analyser la réponse du réservoir en termes de températures de production et de variations de hauteur d'eau au niveau des puits, en fonction des différents scénarios envisagés.

Ces simulations sont particulièrement précieuses pour anticiper l'intégration de nouveaux clients potentiels, dont les besoins seraient compatibles avec le concept Géomine, dans la zone d'étude. Les résultats obtenus fournissent des estimations des capacités maximales du réservoir, notamment en ce qui concerne les débits de production, et permettent d'évaluer les risques associés à une percée thermique en fonction des débits exploités. Cette analyse constitue une base essentielle pour la planification et la gestion des risques liés à l'exploitation du réservoir.

Scénarios d'exploitation :

L'analyse techno-économique préliminaire a révélé que la demande des trois consommateurs identifiés ne suffirait pas à rentabiliser le système. Par conséquent, les comportements et besoins des consommateurs ont été définis de manière théorique, sans se baser sur la demande spécifique identifiée à ce jour. La demande modélisée dans cette section est donc fictive, correspondant à des scénarios idéaux avec des consommateurs ayant une demande saisonnière stable. Cette demande se traduit par des débits à extraire du sous-sol, via les puits reliant le réseau au réservoir minier, présentant des profils saisonniers.

Si des consommateurs réels étaient pris en compte, rappelons que la totalité de la demande ne doit pas être satisfaite par le réservoir minier mais peut en partie être couverte par les échanges entre les consommateurs. Seule la part non équilibrée de la demande doit être fournie par la géothermie

minière. La méthode pour déterminer les débits à fournir à partir du réservoir minier dans ce cas de figure est détaillée en Annexe B.

Les scénarios modélisés sont détaillés dans le Tableau 17. Dans tous les cas, une température de réinjection de 15 °C en hiver et de 28 °C en été a été fixée. La capacité maximale de stockage a été déterminée en fonction des variations de hauteur d'eau observées au niveau du puits peu profond. Plus précisément, il a été décidé que la hauteur d'eau dans ce puits ne devait pas dépasser un seuil fixé à un tiers de la hauteur d'eau initiale, afin de garantir le bon fonctionnement du système.

Comme le résume le Tableau 17, différentes valeurs de perméabilité du matériau de remblayage des puits de mine ont été testés. Ces simulations sont réalisées afin de comprendre l'impact de ce paramètre sur la capacité du réservoir à stocker l'énergie thermique. Les modèles considèrent les cas suivants : des puits totalement ouverts, des puits remblayés avec un matériau ayant une perméabilité de 10 Darcies (10⁻⁴ m/s), 100 Darcies (10⁻³ m/s), ou 1000 Darcies (10⁻² m/s).

Ces valeurs de perméabilité pour le matériau de remblayage sont basées sur les valeurs pour des matériaux correspondant à des schistes provenant de terrils. Ces derniers présentent une granulométrie inférieure à 400 mm et sont considérés comme équivalents aux formations de types Perméables dans le Tableau 18.

Type de Stockage	Débits testés [m³/hr]	Température de réinjection au puits chaud	Température de réinjection au puits froid	Perméabilité des puits de mine [Darcies]
Saisonnier (6 mois en mode chauffage et 6 mois en mode refroidissement)	10, 20, 50, 100, 200, 300, 400	28	15	1000, 100, 10

TABLEAU 17 : SCÉNARIOS MODÉLISÉS REPRÉSENTANT DIVERSES CONDITIONS DE STOCKAGE THERMIQUE.

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 18 : 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).

La deuxième simulation a consisté à évaluer la réponse à long terme des puits sélectionnés pour un débit d'injection et de production de 100 m³/h, fonctionnant en mode saisonnier sur une période de 5 ans. Ce mode saisonnier simule une alternance de 6 mois de production d'eau chaude suivis de 6 mois de production d'eau froide. Les puits de mine sont considérés comme remblayés, avec une perméabilité estimée à 1000 Darcy (D). Pour le puits profond, parmi les puits sélectionnés, celui offrant les meilleures performances pour la production de chaleur a été pris en compte.

Résultats

La capacité de stockage de la mine est limitée par trois facteurs principaux :

- La contrainte de variation de hauteur d'eau dans le puits, en particulier dans le puits froid, car il est peu profond.
- Le volume « connecté » disponible au niveau du réservoir minier, qui atteint un maximum de 333 000 m³ lorsque les puits miniers sont considérés comme remblayés.
- Le transfert thermique entre l'eau circulant dans les galeries et la roche encaissante.

Les résultats sont présentés pour la paire de puits 2679 (puits chaud) et 2681 (puits froid).

La variation de pression (ou hauteur d'eau) observée dans les puits lors des phases de production et d'injection (ΔH_{puits}) (Équation 3) dépend principalement de la perméabilité du matériau utilisé pour le remblayage des anciens puits de mine et des caractéristiques du filtre qui sera installé dans l'intervalle de production des puits. A titre d'exemple, un filtre de référence a été testé, ses caractéristiques sont détaillées dans le Tableau 19.

$$dH_{\text{puits}} = dH_{\text{mines}} + dH_{\text{filter}} \quad \text{Équation 3}$$

Largeur des fentes [mm]	3
Longueur des fentes [mm]	50.8
Densité des fentes [nombre de fentes par mètre]	192
Diamètre externe du filtre [mm]	177.8
Longueur du filtre (équivalente au diamètre de la galerie ciblée) [m]	2

TABLEAU 19 : CARACTÉRISTIQUES DU FILTRE DE RÉFÉRENCE *

* Données de référence devant être ajustées en fonction du design final des puits.

Pour chacun des débits de production/réinjection mentionnés dans le Tableau 17 les variations de hauteur d'eau attendues dans le puits froid ont été simulées. De plus, les variations liées à la présence du filtre (décrit dans le Tableau 19) ont été calculées à l'aide d'un programme disponible en ligne (Pressure Drop Online-Calculator (pressure-drop.com)).

Les résultats présentés en Figure 46 et Figure 47 illustrent les variations de hauteur d'eau obtenues pour les trois valeurs de perméabilité considérées pour le matériau de remblayage des puits de mine: 10 D, 100 D et 1000 D. Les variations de hauteur d'eau purement dues au filtre, présentées en Figure 46 (droite), sont quant à elles faibles, avec une valeur maximale de 1 m pour un débit de 400 m³/h. Par conséquent, les variations de hauteur d'eau principales observées sont principalement influencées par la perméabilité du matériau de remblayage des puits de mine et non par le filtre.

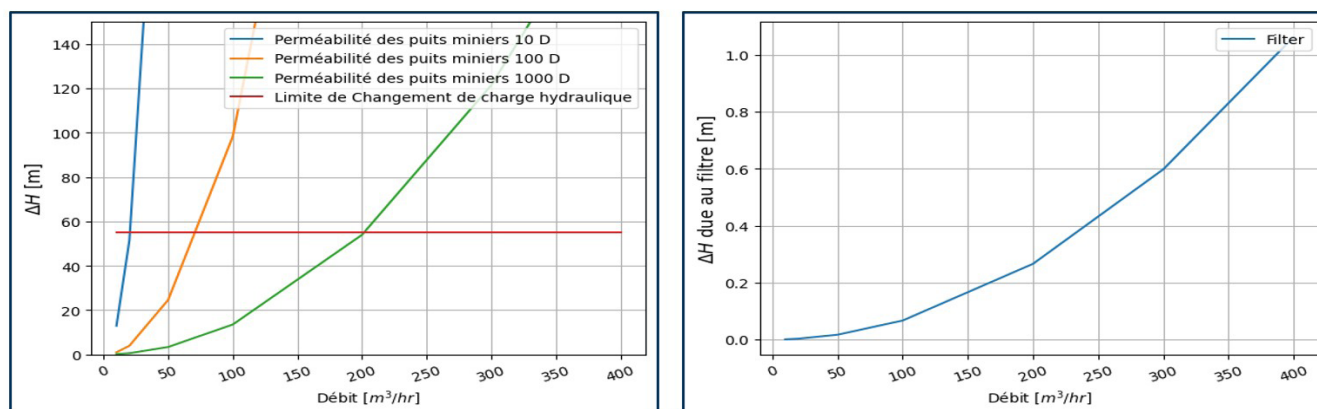


FIGURE 44 : COMPARAISON DU RABATTEMENT DE LA HAUTEUR D'EAU DANS LE PUITS FROID (2681) AVEC LA LIMITE DU RABATTEMENT MAXIMALE FIXÉE À '55 M' POUR DIFFÉRENTS DÉBITS (À GAUCHE). VARIATION DE LA HAUTEUR D'EAU DUE AU FILTRE (À DROITE).

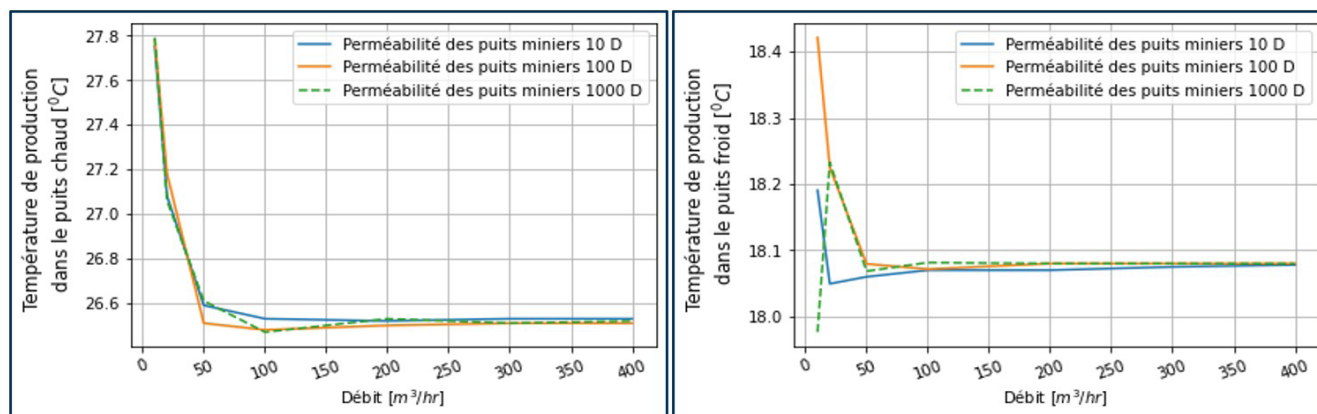


FIGURE 45 : TEMPÉRATURE DE PRODUCTION AU Puits CHAUD (À GAUCHE) ET AU Puits FROID (À DROITE) POUR DIFFÉRENTS DÉBITS EN CONSIDÉRANT LES Puits 2679 – 2681.

La limite de variation de hauteur d'eau est fixée à 55 m dans le puits froid. Cette valeur, équivalente à une pression de 5.4 bar, correspond à une variation de un tiers de la hauteur d'eau initiale dans le puits froid. En appliquant ce critère, les débits maximaux atteignables sont de 20 m³/h pour une perméabilité de 10 D et de 200 m³/h pour une perméabilité de 1000 D. De tels débits permettraient un stockage de 0,3 MW à 3 MW, respectivement.

Les résultats démontrent que la perméabilité des puits de mine est un paramètre influençant largement la capacité de stockage du réservoir minier, dans le cas où l'écoulement principal prend place dans le réseau de galeries et puits de mines. Cependant, ce paramètre est un des paramètres les plus incertains à ce jour, il sera donc nécessaire de réduire les incertitudes avant de lancer un projet pilote. Notons aussi que la présence de panneaux miniers et de fractures associées (non prises en compte dans ce modèle) pourrait réduire les variations de hauteur d'eau estimées. Par conséquent, les prévisions sont considérées comme conservatives.

La température de production du fluide extrait au niveau du puits chaud (Figure 45) est estimée à 26,5 °C pour des débits supérieurs à 100 m³/h. La température de production au niveau du puits froid est, quant à elle, de 18 °C (Figure 45).

La capacité estimée du réservoir à stocker de l'énergie thermique est résumée dans le Tableau 20.

Notons que pour des débits supérieurs à 100 m³/h et une saisonnière (6 mois en mode chauffage et 6 mois en mode refroidissement), le volume cumulé injecté dépasse celui de l'ensemble des galeries et des puits de mine. Ce phénomène se traduit par des températures de production devenant indépendantes des débits d'exploitation pour des débits supérieurs à 100 m³/h (Figure 45).

Perméabilité des puits de mine [Darcies]	Débit d'injection et production maximal [m ³ /hr]	Énergie thermique stockée @ 6 mois flux [MW] / énergie [MWh]	Efficacité de la récupération d'énergie Chaude / Froide [%]	Température de production de l'eau chaude et froide [°C]	Volume d'injection cumulé Eau froide / chaude [m ³]
10	20	0.3 / 1330	92 / 77	27 / 18	87000
100	70	1 / 4650	88 / 77	26.5 / 18	306000
1000	200	3 / 13300	88 / 77	26.5 / 18	876000

TABLEAU 20 : CAPACITÉ DE STOCKAGE ESTIMÉE DE LA MINE EN FONCTION DE LA PERMÉABILITÉ DU MATÉRIAU DE REMBLAYAGE DES Puits DE MINE (« PERMÉABILITÉ DES Puits DE MINE »).

Analyse de la performance du système en mode saisonnier pour un débit de référence

Trois combinaisons de puits chauds et froids, sélectionnés parmi ceux identifiés dans le Tableau 16, ont été évaluées pour déterminer le potentiel de stockage et de production du réservoir dans le cas où le débit de production est fixé à 100m³/h. Un tel débit semble acceptable si la perméabilité des puits de mine est de l'ordre de 100-1000 D, comme le démontrent les résultats des simulations précédentes.

Puits Chaud				Puits Froid			
Paire des puits évaluée	x[m]	y[m]	Z [m TVD SS]	x[m]	y[m]	Z [m TVD SS]	
2680 - 580	112293	125184.8	-667	111874.1	125109.6	-148	
2679 - 2681	112327	125158.3	-747.5	111884	125069.5	-148	
2678 - 718	112284	125134	-666.5	111831.4	125097.1	-148	

TABLEAU 21 : COORDONNÉES DES PAIRES DE PUIITS TESTÉS POUR LE SCÉNARIO "MODE SAISONNIER À DÉBIT CONSTANT DE 100M³/H".

Le scénario d'exploitation modélisé considère donc ce débit de 100 m³/h et des températures de ré-injection de 28 °C et 15 °C au niveau des puits chauds et froids, respectivement. La liste des paires de puits analysées est présentée dans le Tableau 21.

De nouveau, il est important de noter que l'approche de modélisation utilisée dans cette section se limite à prendre en compte uniquement les galeries de la mine et les puits de mine. Les résultats obtenus sont donc conservateurs, il est en effet attendu que les panneaux miniers et les milieux rocheux poreux contribuent également au processus de stockage.

Résultats

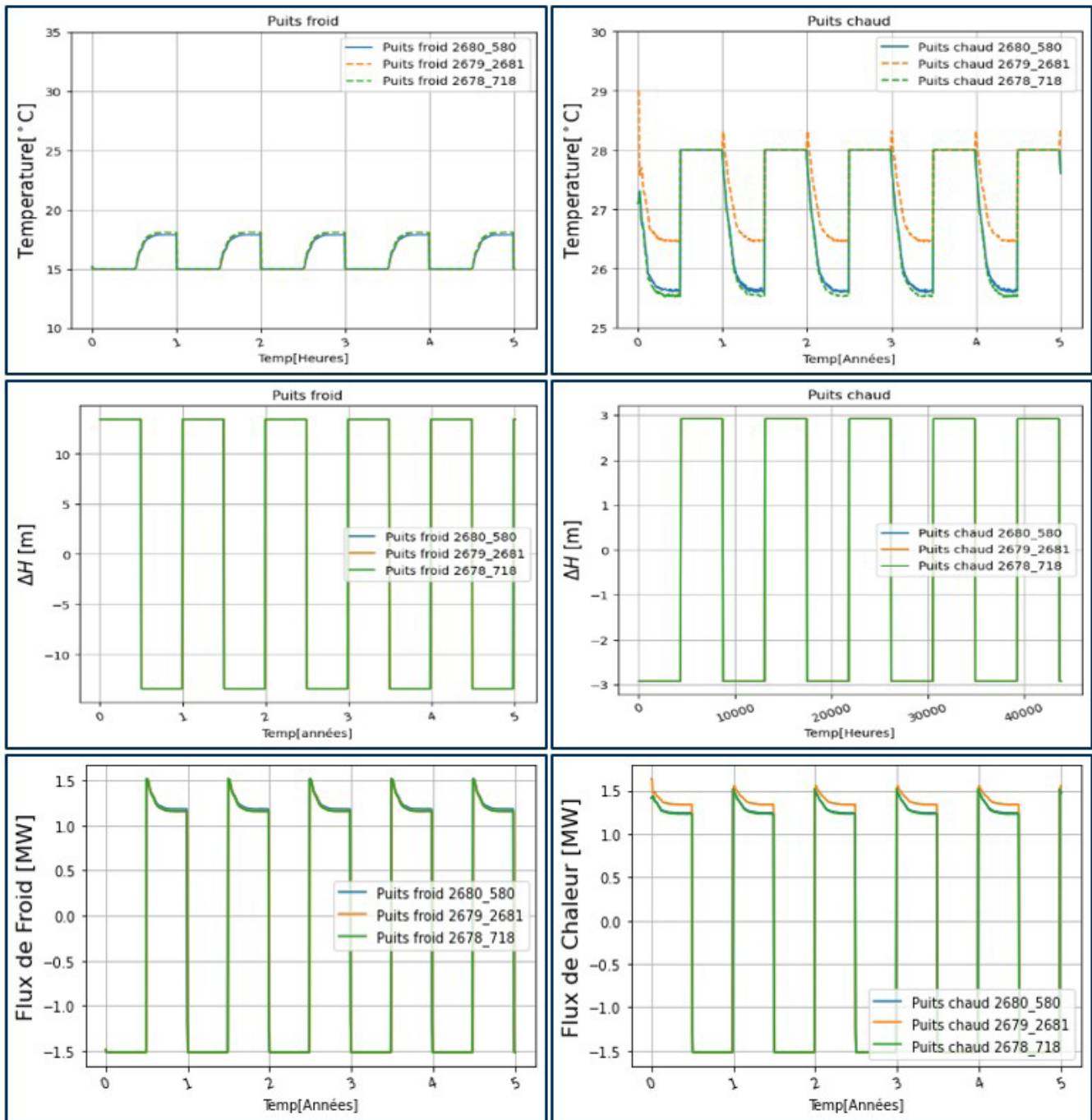


FIGURE 46 : PERFORMANCES DE STOCKAGE ET DE PRODUCTION DE CHALEUR ET DE FROID POUR TROIS COMBINAISONS DE PUITS CHAUDS ET FROIDS. LES OBSERVATIONS AU PUITS CHAUDS ET FROIDS SONT MONTRÉS À GAUCHE ET À DROITE, RESPECTIVEMENT. EN HAUT: TEMPÉRATURES AUX PUITS. AU CENTRE: VARIATIONS DE HAUTEUR D'EAU. EN BAS: PUISSANCE STOCKÉE (NÉGATIVE) ET RÉCUPÉRÉE (POSITIVE). LES TEMPÉRATURES D'INJECTION SONT DE 28 °C ET DE 15 °C DANS LES PUITS CHAUDS E FROIDS, RESPECTIVEMENT. CHAQUE CYCLE DE PRODUCTION ET DE STOCKAGE DURE 6 MOIS. LA PERMÉABILITÉ DES PUITS MINIERES REMBLAYÉS EST DE 1000 DARCIES, AVEC UN DÉBIT DE 100 M³/H.

A partir des résultats des simulations (Figure 46) concernant les performances du système utilisant les 3 paires de puits analysées (Tableau 22), les observations suivantes peuvent être faites :

- Températures de production : Les températures de production pour les paires de puits 2680 – 580 et 2678 – 718 sont similaires et se situent autour de 25,8 °C. Pour la paire de puits 2679 – 2681, la température est légèrement plus élevée, ~26,5 °C. Cette observation traduit le fait que le puits chaud 2679 est plus profond, et permet donc d'extraire un fluide légèrement plus chaud que les puits précédents. Au niveau des puits froids, les trois options analysées présentent des températures de production similaires, ce qui est logique sachant que les trois puits testés sont tous à la même profondeur et reliés au même sous-réseau de galerie.
- Efficacité du stockage thermique dans le réservoir minier : Sur les 6570 MWh de chaleur et de froid stockés (à des températures de 15 °C pour le froid et 28 °C pour la chaleur), il est possible de récupérer 5431 MWh pour les paires 2680 – 580 et 2678 – 718 et 5913 MWh pour la paire 2679 – 2681. Cela correspond à une efficacité de stockage de chaleur allant de 82 % à 90 %. Concernant la récupération de froid, un total de 5250 MWh est récupéré pour toutes les paires, soit une efficacité de stockage de 77 %.
- Variation de hauteur d'eau: Avec un débit de production de 100 m³/h, la chute de hauteur d'eau est plus importante dans les puits froids (10 m) que dans les puits chauds (3,5 m). Cependant, ces valeurs restent bien inférieures à la contrainte maximale définie (55 m) et ne sont donc pas considérées comme problématiques. Notons que ces simulations considèrent une perméabilité de puits de mine de 1000 D, les effets attendus sur les variations de hauteur d'eau pour des valeurs plus faibles de perméabilité et/ou des débits différents ont été présentés dans la section précédente.

Paire des puits chaud et froid	Chaleur stockée [MWh] / puissance de stockage [MW]	Chaleur récupérée [MWh] / puissance de production [MW]	Température de la chaleur produite [°C]	Froid stocké [MWh] / puissance de stockage	Froid récupérée [MWh] / puissance de production [MW]	Température du froid produit [°C]
2680 580	6570 / 1.5	5431 / 1.24	25.6	6570 / 1.5	5256 / 1.2	17.8
2679 2681	6570 / 1.5	5913 / 1.35	26.5	6570 / 1.5	5256 / 1.2	18
2678 718	6570 / 1.5	5431 / 1.24	25.6	6570 / 1.5	5256 / 1.2	18

TABLEAU 22 : PERFORMANCES DU SYSTÈME POUR LES TROIS PAIRES DE PUIITS ANALYSÉES*. PERMÉABILITÉ DES PUIITS REMBLAYÉS : 1000 DARCIES. DÉBIT : 100 M³/H. MODE SAISONNIER : 6 MOIS DE STOCKAGE DE CHALEUR ET 6 MOIS DE STOCKAGE DE FROID.

* Notons que d'autres combinaisons entre les puits chauds et froids parmi ceux sélectionnés sont possibles.

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. Trois options d'emplacement pour les puits chauds et froids ont été recommandées sur la base de l'étude de modélisation. Toute combinaison de ces puits permet un stockage et une production d'énergie thermique quasi-identique.

Les résultats concernant l'estimation de la capacité de stockage et de production du réservoir en mode saisonnier démontrent que celle-ci est principalement limitée par la perméabilité des puits de mine, qui impacte les débits de production/injection. Pour des perméabilités de puits de mine se situant dans la gamme 100-1000 D, les débits prévisionnels atteignables sont de l'ordre de 70 m³/h à 200 m³/h. De tels débits sont considérés comme encourageants et permettraient la connexion de clients complémentaires à ceux identifiés à ce jour.

En se basant uniquement sur les résultats de ces modélisations, il apparaît donc qu'une étude permettant de mieux caractériser la perméabilité des puits est indispensable pour dérisquer un projet-pilote sur le site sélectionné. La demande à laquelle le système pourrait répondre étant largement dépendante de ce paramètre.

Les résultats des simulations incluant tous les éléments du réservoir minier (galeries + panneaux + massif) devraient fournir des résultats plus optimistes sur la capacité du réservoir. Ils sont présentés dans la section suivante.

2.8.2. Modèle hydrogéologique ATES

Introduction

Le modèle hydrogéologique ATES est construit à partir du modèle 3D du sous-sol (cf. §2.7, p.57). 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 les différents éléments qui constituent 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 zones perméables résultant des travaux miniers. Ces zones plus perméables favorisent les écoulements souterrains et permettent le stockage de volumes d'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 de :

- Représenter les différentes composantes 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 scénarios afin d'évaluer la sensibilité du modèle aux paramètres incertains tels que les propriétés thermo-hydrogéologiques, l'état d'ouverture des galeries, etc. ;
- Estimer la quantité d'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. Les scripts utilisés 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. L'interface avec la suite logicielle MODFLOW6 (USGS Modular Hydrologic Model Core 6), est assurée au travers de la bibliothèque FloPy. Modflow6 offre des méthodes de résolution des équations aux dérivées partielles qui décrivent les écoulements et le 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 géologiques et minières, présentes sous formes de cartes et coupes et traitées pour reconstituer une géométrie des éléments qui constituent le réservoir géothermique (Voir Point 2.7. p.57).

La modélisation hydrogéologique suit les étapes ci-dessous :

- Création d'une grille régulière (discrétisation spatiale) ;
- Intégration des données du modèle des régions affectées par l'exploitation 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 l'hétérogénéité 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 relatives 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

Afin de fixer les conditions aux frontières, les limites du modèle ATEs ont été fixées à 400 m (dans toutes les directions) au-delà des limites de la zone d'intérêt. Comme le montre la Figure 47, on retrouve la limite de la concession au niveau des frontières est (limite avec la concession du Rieu du Cœur) et sud (limite de la concession d'Agrappe-Escouffiaux et Hornu-Wasmès) 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 nord du modèle.

Ceci a un impact sur les conditions aux frontières du modèle comme le résume la Figure 48. Ainsi, au niveau des écoulements :

- Les frontières ouest et nord du modèle ont été assimilées à des frontières de type Dirichlet (potentiel imposé à 36 m). On s'attend, en effet, à des venues d'eau en provenance des travaux miniers situés 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 ;

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

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

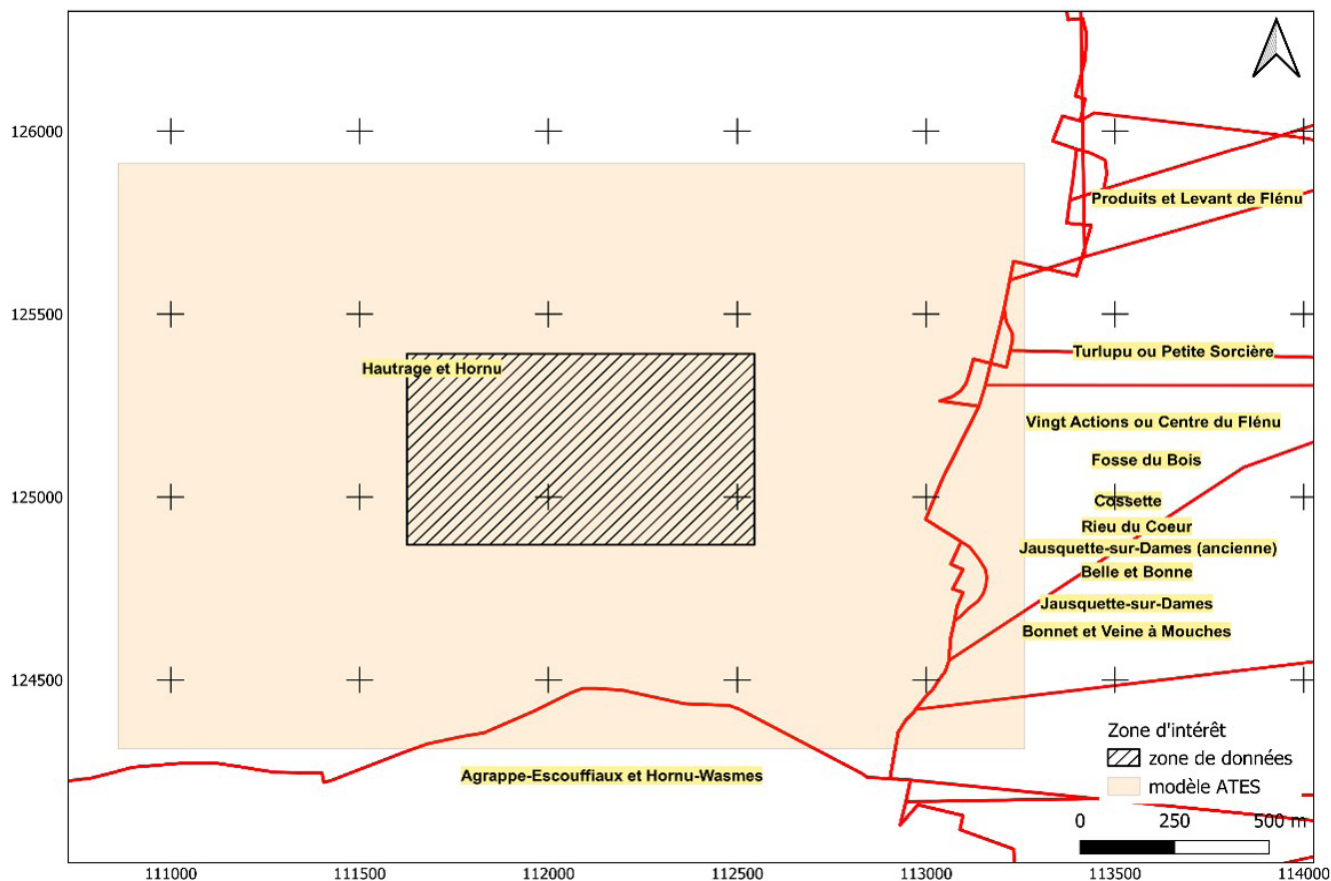


FIGURE 47 : FRONTIÈRES DU MODÈLE ET LIMITES DE LA CONCESSION.

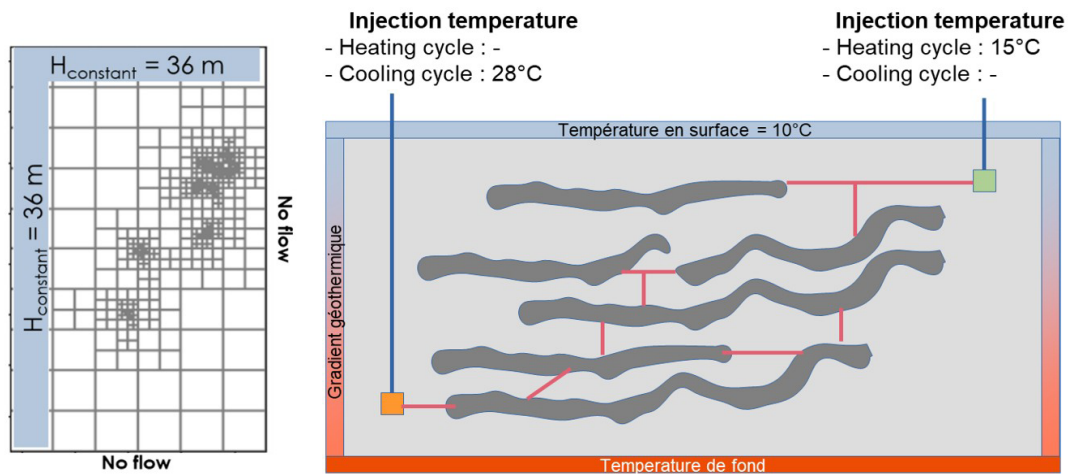


FIGURE 48 : CONDITIONS AUX FRONTIÈRES DU MODÈLE POUR LES ÉCOULEMENTS (À GAUCHE) ET LES TEMPÉRATURES (À DROITE).

Paramètres thermo-hydrogéologiques

Les paramètres thermo-hydrogéologiques utilisés dans le modèle ATES sont repris dans le Tableau 23.

	Houiller intact	Galeries	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/ $m^3 \text{ } ^\circ\text{K}$)	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4
Conductivité thermique de la matrice solide (W/ $m^\circ\text{K}$)	2.6	2.6	2.6	2.6	2.6

TABLEAU 23 : 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 24.

Puits géothermiques	X	Y	Z	H _{initial} [m]	T _{initial} [°C]
Puits superficiel (SW_0)	111832.575	125096.095	-146.5	36	14,8
Puits profond 1 (DW_2)	112282.575	125133.595	-666.5	36	28
Puits profond 2 (DW_3)	111588.825	125858.95	-661.5	36	26

TABLEAU 24 : HAUTEURS D'EAU ET TEMPÉRATURES INITIALES AU NIVEAU DES PUIXS GÉOTHERMIQUES.

Paramètres du système géothermique

Comme indiqué sur l'image à droite de la Figure 48, le système géothermique sera constitué d'un doublet qui va extraire ou injecter de l'eau dans la mine, à un débit et une température donnés, en fonction de la saison (cycle) : été ou hiver.

Ainsi, durant la saison estivale où le système fonctionne en mode « cooling » (demande en froid), de l'eau à 28°C est injectée et stockée dans le réservoir via le puits profond, tandis que de l'eau froide est extraite du réservoir au le 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 3,84 km² (2,4 km x 1,6 km), allant de +36 m d'altitude jusqu'à -1015 m, soit près de 1050 m d'épaisseur globale. Il est constitué de 208 960 cellules, disposé sur 194 couches. La discrétisation spatiale est de type « QuadTree en couches », c'est-à-dire que 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 49. Ainsi, le modèle contient des cellules de différentes tailles, allant de cellules de 800 m de côté à des cellules de 6,25 m de côté.

La Figure 50 montre le maillage final du modèle hydrogéologique et la Figure 51 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 52, les positions des puits 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 § 2.8.1). Enfin, la Figure 52 montre une vue en plan de la position des puits géothermiques (en rouge) et des puits miniers (en vert). Les puits SW_0 et DW_2 correspondent, respectivement, aux puits 718 et 2678 mentionnés pour le modèle EPANET.

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 (X_L, Y_L, Z_L) (aussi nommées coordonnées réduites) du modèle. Les coordonnées dans le système Lambert Belge 72, peuvent être déterminées selon la formule suivante :

$$\begin{pmatrix} X_R \\ Y_R \\ Z_R \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \cos \theta & -\sin \theta & 0 \\ \sin \theta & \cos \theta & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{pmatrix} \begin{pmatrix} X_L \\ Y_L \\ Z_L \end{pmatrix} + \begin{pmatrix} X_C \\ Y_C \\ Z_C \end{pmatrix} \text{ Avec } \begin{cases} X_C = 112060,7 \text{ m} \\ Y_C = 125111,72 \text{ m} \\ Z_C = 0 \\ \theta = 0 \text{ radians} \end{cases}$$

Grille quadtree en couche

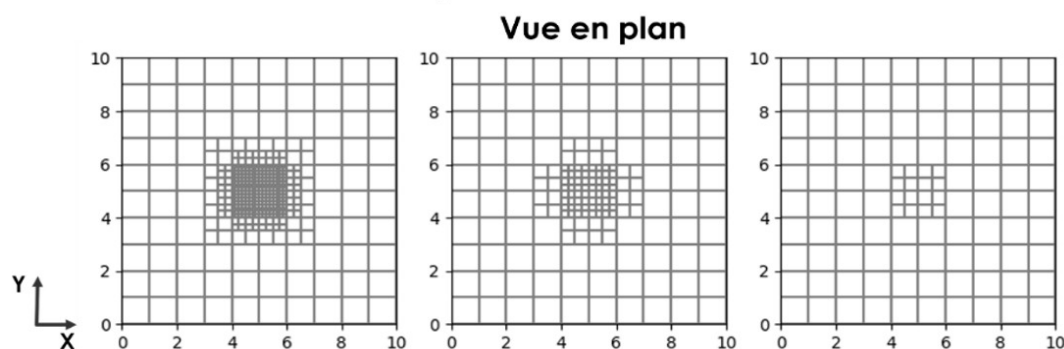


FIGURE 49 : EXEMPLE DE CONFIGURATION DES COUCHES D'UN MAILLAGE "QUADTREE EN COUCHES".

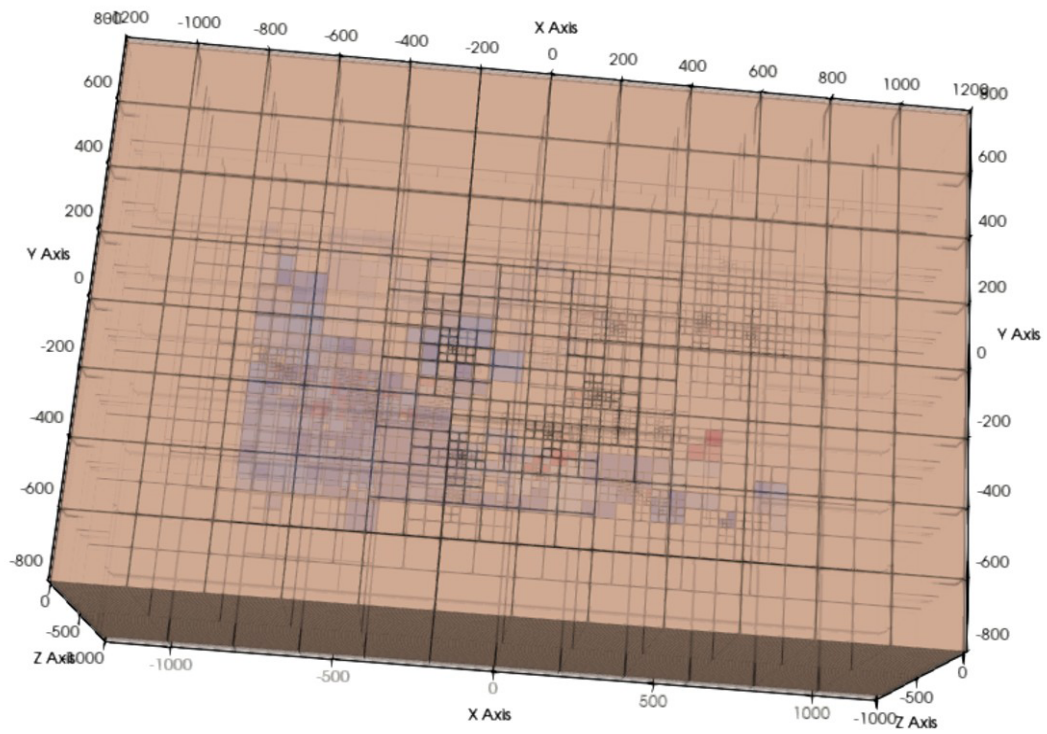


FIGURE 50 : MAILLAGE DU MODÈLE HYDROGÉOLOGIQUE ATES.

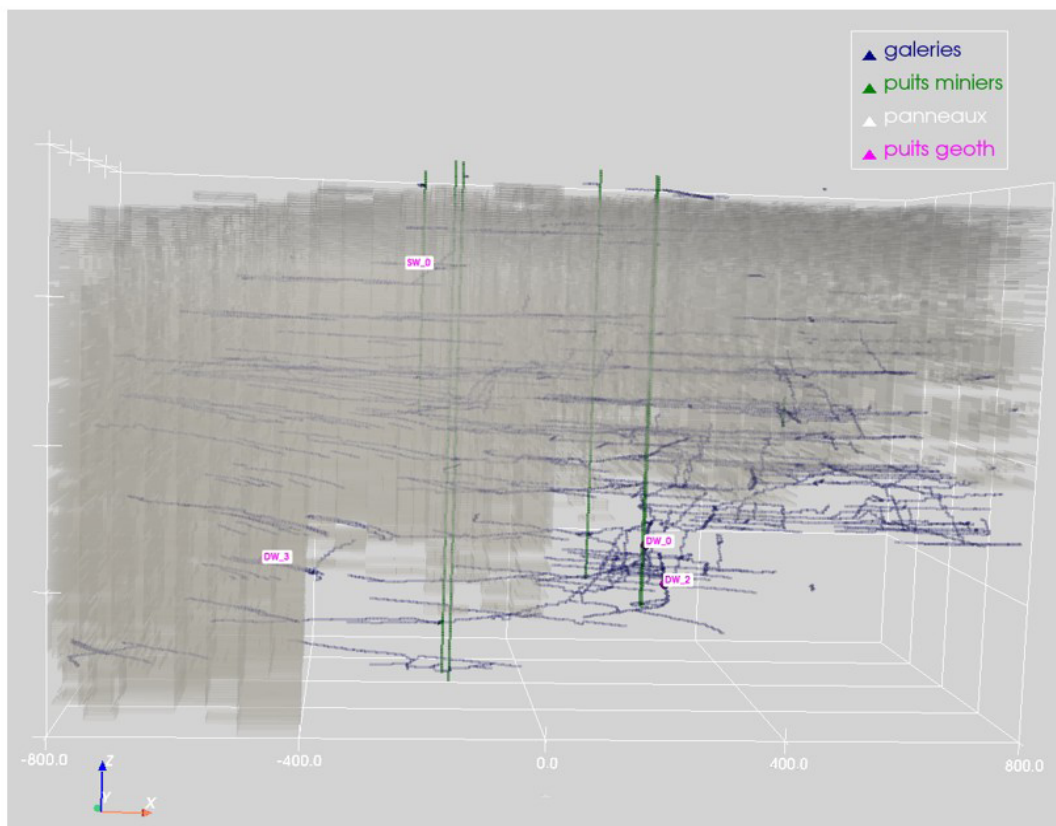


FIGURE 51 : DIFFÉRENTES PARTIES DE LA MINE REPRÉSENTÉES DANS LE MODÈLE HYDROGÉOLOGIQUE ATES.

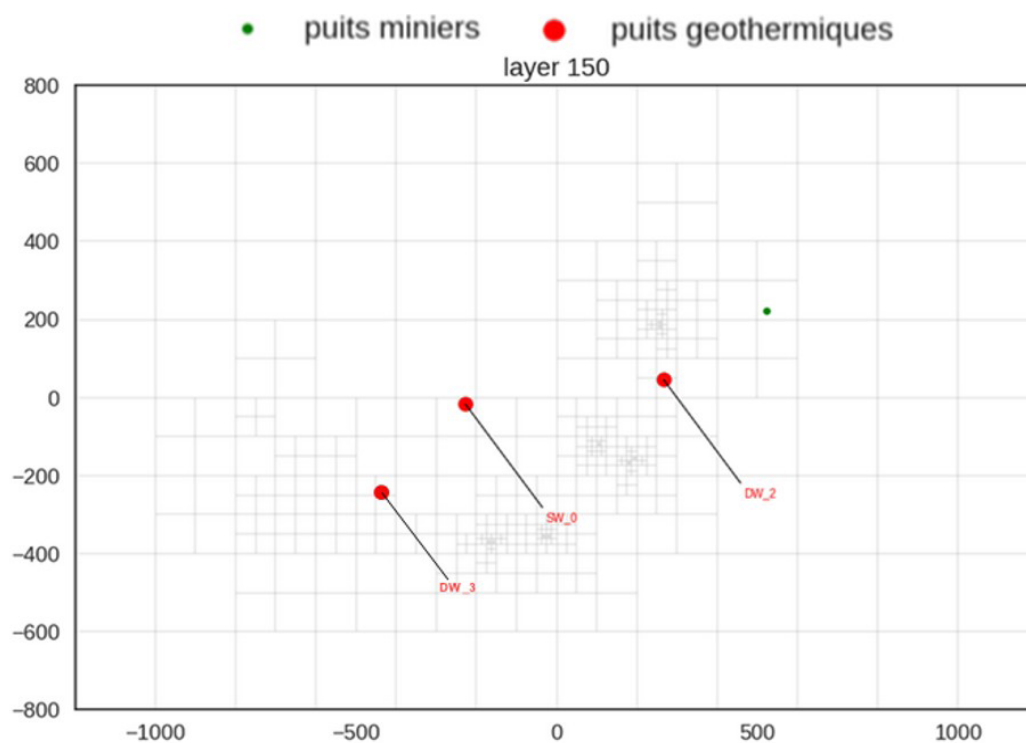


FIGURE 52 : VUE EN PLAN DE LA POSITION DES PUIITS MINIERES ET DES PUIITS GÉOTHERMIQUES AU SEIN DU MODÈLE ATES.

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.

Le modèle ATES 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 partiellement ou totalement 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 ou assimilée. 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 25. Le cas 1 a été choisi comme cas de référence dans les simulations de type modèle ATES car il tient compte des valeurs de conductivités plausibles (ordre de grandeur) pour chaque région, selon les hypothèses mentionnées ci-dessus. Pour étudier l'influence de l'état des galeries et des puits miniers, 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 2	10^{-8}	10^{-3}	10^{-2}	5×10^{-4}	10^{-5}
Cas 3	10^{-8}	10^{-3}	10^{-3}	5×10^{-4}	10^{-5}
Cas 4	10^{-8}	10^{-2}	10^{-2}	5×10^{-4}	10^{-5}

TABLEAU 25 : CONDUCTIVITÉ HYDRAULIQUE (M/S) DES RÉGIONS DU MODÈLE ATES SELON LES SCÉNARIOS CONSIDÉRÉS.

Selon l'étude réalisée sur le modèle EPANET, un débit maximal d'environ 70 m³/h serait adéquat pour des conductivités hydrauliques de l'ordre de 100 D (soit 10⁻³ m/s) pour les galeries et les puits de mine. Dans le modèle ATES, les conductivités hydrauliques des zones d'intérêt sont bien plus faibles, mais le volume perméable global est beaucoup plus important puisque les panneaux exploités et la roche encaissante sont considérés. Un débit de 70 m³/h pour l'ensemble des simulations réalisées sur une période d'un an a donc été testé.

Également, deux positions majeures de couples de puits ont été testés afin de juger de l'influence de la position du doublet géothermique.

Position des puits 1 : couple 6 (SW 0 – DW 2)

CAS DE REFERENCE

Les résultats de simulation présentés sur la Figure 53 montrent une variation de la piézométrie (rabattement) de l'ordre de 5 à 10 m dans le puits superficiel (SW_0) (ce qui correspond à des pressions proches de 0,5 à 1 bar) et d'environ 55 à 200 m dans le puits profond (DW_2). Au niveau des températures, on constate, au puits profond (ou encore puits chaud), une baisse de température de 1,5°C durant l'extraction d'eau chaude, tandis qu'en saison estivale, l'extraction d'eau froide conduit à une baisse 0,6°C au puits superficiel (ou encore puits froid), par rapport aux températures initiales à ces puits.

INFLUENCE DE LA CONDUCTIVITE DES GALERIES ET PUIITS MINIERES

Les cas 2 et 3 correspondent respectivement à l'augmentation et la diminution de la conductivité hydraulique des puits (K_{puits}), d'un ordre de grandeur par rapport aux valeurs du cas 1, tel que :

$$K_{\text{puits_cas25}} = 10 \cdot K_{\text{puits_cas1}} \quad \text{et} \quad K_{\text{puits_cas26}} = 0,1 \cdot K_{\text{puits_cas1}}$$

La Figure 54 montre les résultats des simulations relatives à ces deux cas. Dans les 2 cas, au puits superficiel, on note qu'il n'y a pas de différences notables par rapport aux courbes obtenues pour le cas de référence (cas 1), que ce soit pour les rabattements ou pour les températures. Cependant, au puits profond, on observe :

- des rabattements maximaux d'environ 130 m et 150 m, respectivement dans les cas 2 et 3. Ce qui correspond à une baisse des rabattements de 70 m et 50 m comparativement au cas 1 ;
- des températures minimales atteintes sont à 23°C et 24,8°C, respectivement dans les cas 2 et 3. Ce qui correspond à une diminution de 5°C et 3,2°C par rapport au cas de référence.

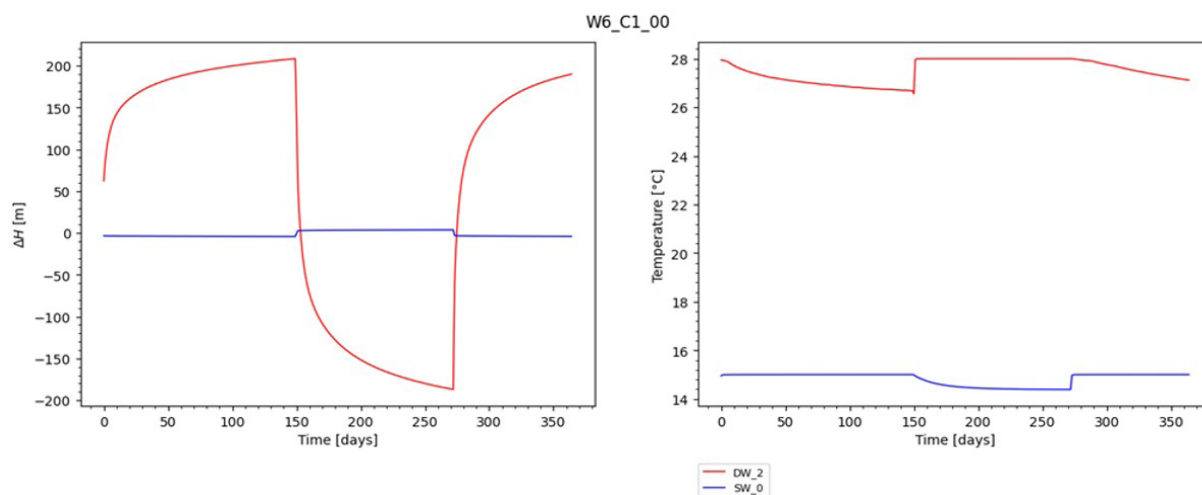


FIGURE 53 : COURBES DE RABATTEMENTS (ΔH) ET PROFILS DE TEMPÉRATURES AU NIVEAU DES PUIITS GÉOTHERMIQUES POUR LE SCÉNARIO 1 – COUPLE DE PUIITS 1.

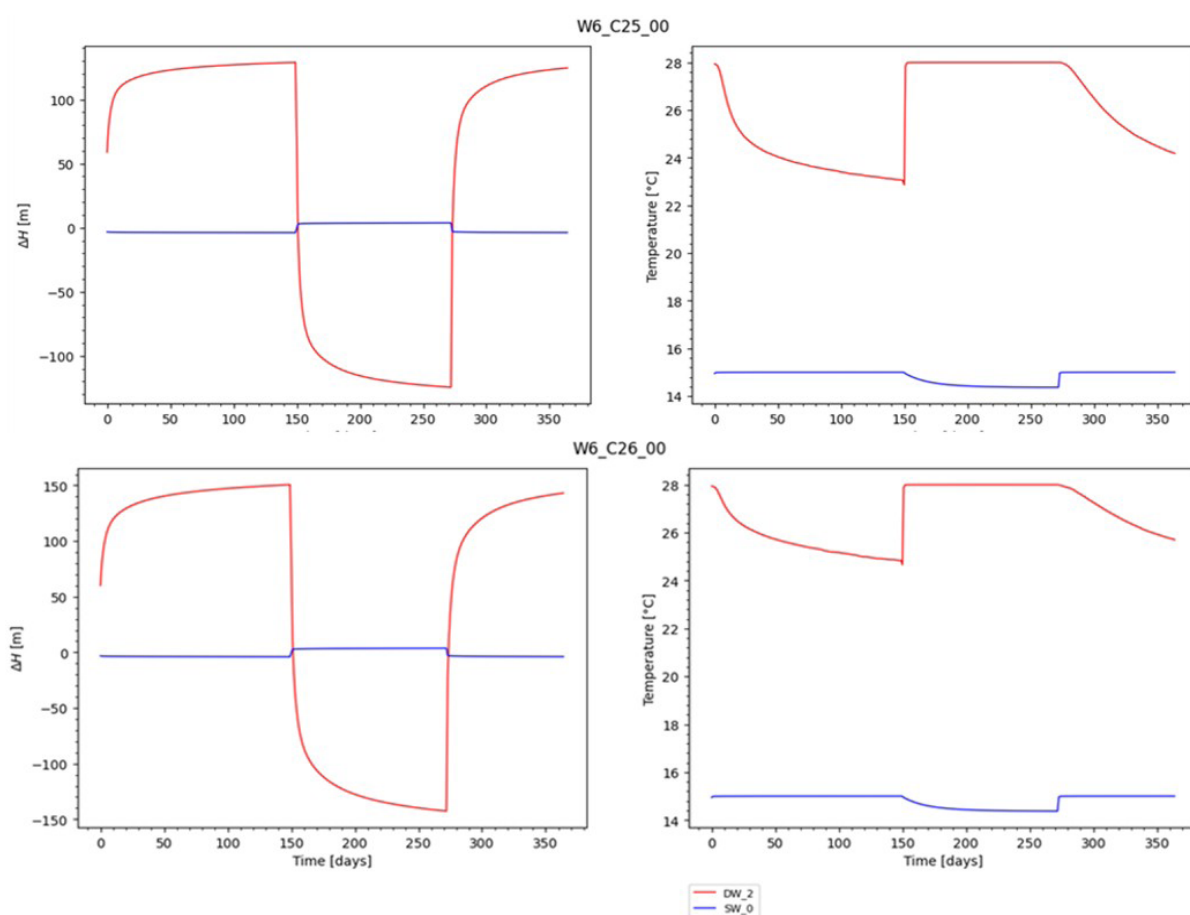


FIGURE 54 : COURBES DE RABATTEMENTS (ΔH) ET PROFILS DE TEMPÉRATURES AU NIVEAU DES PUIITS GÉOTHERMIQUES POUR LES SCÉNARIOS 2 ET 3 – COUPLE DE PUIITS 1.

En considérant cette fois-ci le cas 4, et en augmentant la conductivité des galeries ($K_{galeries}$), on constate une baisse très importante des pressions (rabattements) et des températures toujours au puits profond, tandis que le puits superficiel semble ne pas être affecté par ce changement. C'est ce que montre la Figure 55, où les rabattements avoisinent 20 m au puits profond et 5 m au puits superficiel, soit respectivement 2 et 0,5 bars. Les températures restent sensiblement les mêmes que dans le cas 2, avec une baisse de la température au puits profond, passant de 28°C (initialement) à 23°C (en fin du cycle d'extraction de chaleur - cycle hivernal).

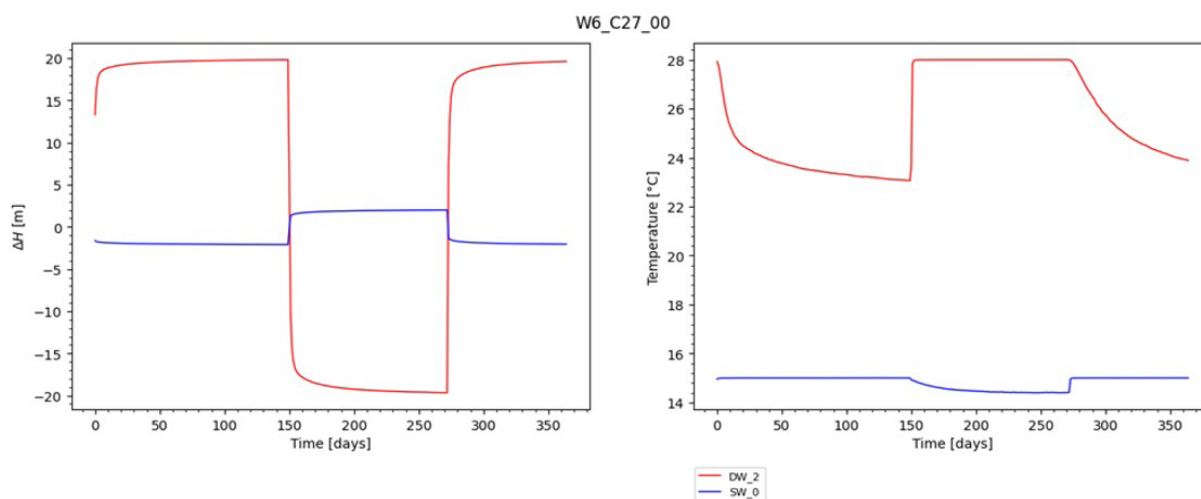


FIGURE 55 : COURBES DE RABATTEMENTS (ΔH) ET PROFILS DE TEMPÉRATURES AU NIVEAU DES PUIITS GÉOTHERMIQUES POUR LE SCÉNARIO 1 – COUPLE DE PUIITS 1.

De ces observations, il ressort que la conductivité des conduits (galeries et puits miniers) a un effet significatif sur les pressions et les températures. Ce constat met surtout en évidence l'importance des galeries en tant que moyen privilégié pour la circulation des eaux. Par ailleurs, la baisse importante et rapide de la température montre que des eaux plus froides sont drainées assez rapidement vers le puits profond. Ceci indique l'existence de courts-circuits, en particulier au travers des puits miniers dès que la conductivité hydraulique de ces derniers augmente.

Position des puits 2 : couple 9 (SW 0 – DW 3)

CAS DE REFERENCE

Avec le repositionnement du puits profond (DW_3) dans une zone entourée de panneaux exploités, on constate, sur la Figure 53, que les rabattements sont beaucoup plus faibles. Ceux-ci sont de 3 m au puits superficiel et 9,5 m au puits profond, soit près de 20 fois moins que les rabattements obtenus dans le cas 1 du couple de puits 1. Au niveau des températures, la courbe est identique au puits superficiel, mais au puits profond, il y a une légère baisse de 0,4°C entre la température initiale (26°C) et la température en fin de cycle hivernal (extraction d'eau chaude). Cette situation est nettement plus favorable qu'avec le positionnement précédent du puits chaud, où l'on constatait une baisse rapide de la température dès les premiers jours d'exploitation.

INFLUENCE DE LA CONDUCTIVITE DES GALERIES ET PUIITS MINIERS

Dans les cas 2, 3 et 4, on se rend compte que les résultats restent identiques au cas 1 avec le nouveau positionnement (cf. Figure 54). Ceci indique que les galeries et les puits ne sont plus les seuls chemins privilégiés pour l'écoulement, il s'agit plutôt de la vaste zone de panneaux exploités dans laquelle est positionnée le puits profond. C'est ce qui explique les faibles variations des rabattements et les températures de production quasi-constantes. En effet, la zone des panneaux représente un volume plus grand, plus étendu spatialement, qui offre des zones d'échange plus importantes que les galeries et les puits.

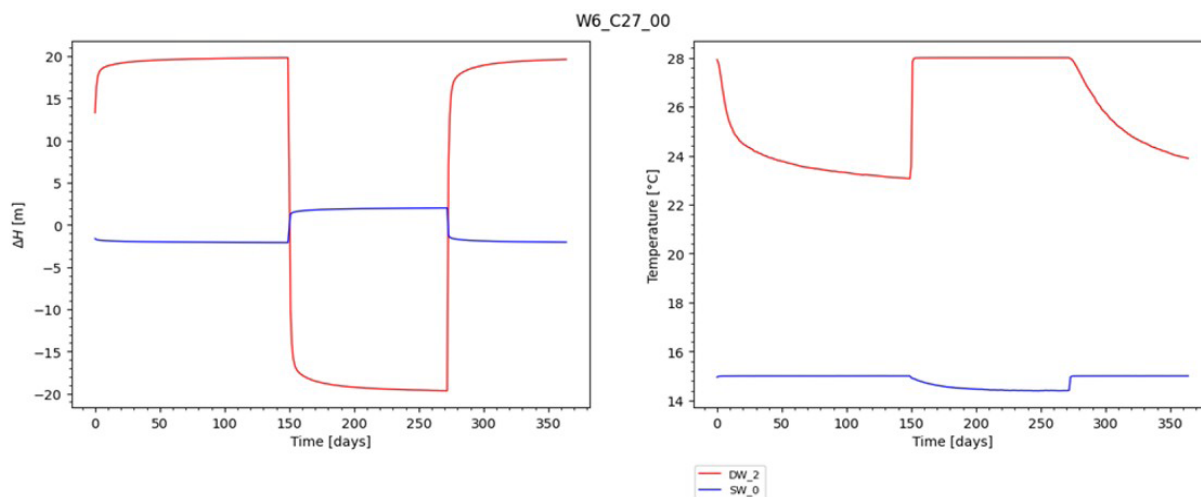


FIGURE 56 : COURBES DE RABATTEMENTS (ΔH) ET PROFILS DE TEMPÉRATURES AU NIVEAU DES PUIITS GÉOTHERMIQUES POUR LE SCÉNARIO 1 – COUPLE DE PUIITS 2.

De ce qui précède, il ressort que pour les conditions de conductivités hydrauliques testées, les panneaux exploités jouent un rôle important dans le stockage géothermique et sa disponibilité. En période de chauffe, les températures au puits profond sont plus stables et se maintiennent à un niveau proche de 26°C pendant toute la saison. Le positionnement des puits à proximité de zones de panneaux exploités pourrait ainsi permettre de mitiger le problème de baisse rapide de température au puits profond. Ces baisses sont dues aux courts-circuits par les puits miniers, lorsque les puits ne sont pas localisés dans de zones en connexion avec les panneaux exploités.

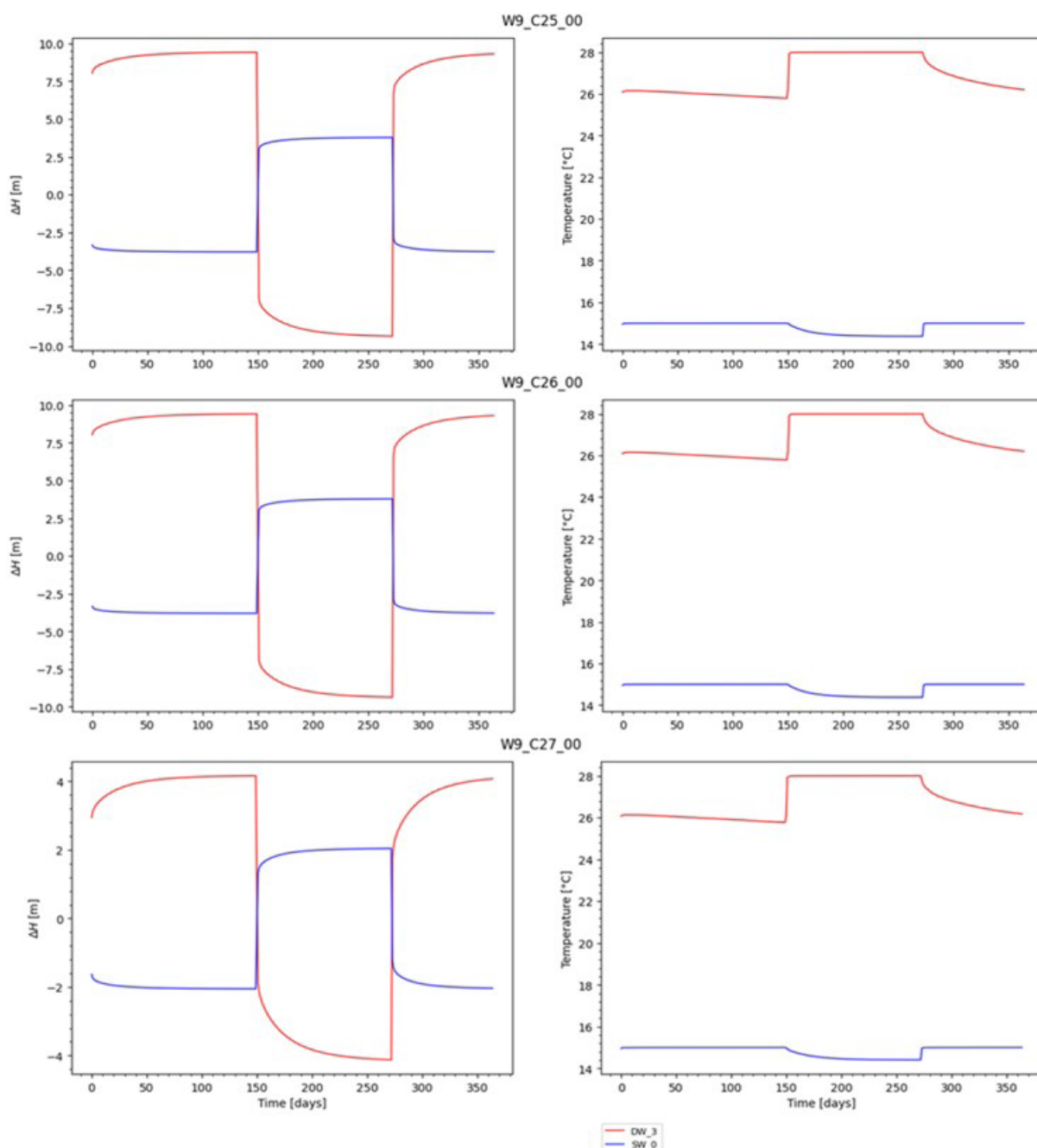


FIGURE 57 : COURBES DE RABATTEMENTS (ΔH) ET PROFILS DE TEMPÉRATURES AU NIVEAU DES PUIITS GÉOTHERMIQUES POUR LES SCÉNARIOS 2, 3 ET 4 – COUPLE DE PUIITS 2.

Energie 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 suivant la localisation des puits géothermiques. Cette production concerne la quantité de chaud (courbe en rouge) et de froid (courbe en bleu) pouvant être extraite de la mine (Figure 58).

Dans la situation avec le doublet géothermique du couple de puits 1 (SW_0 – DW_2), on constate que l'énergie thermique produite par la mine, en mode extraction de chaleur, se situe entre 23 à 25 MWh/jour. L'énergie disponible durant la saison d'extraction de froid est plus élevée, autour de 34 MWh/jour.

Lorsque le doublet géothermique est localisé en SW_0 – DW_3 (couple 2), on constate que l'énergie thermique disponible durant le cycle de production de froid est le même que dans le cas précédent. Ceci a été montré plus haut avec les courbes de températures qui ne changent pas au niveau du puits froid. Cependant, pour la production de chaleur, on constate une production quasi-constante de 21,5 MWh/jour, soit une baisse de 3 MWh/jour par rapport à la situation précédente, mais le système offre une production plus stable.

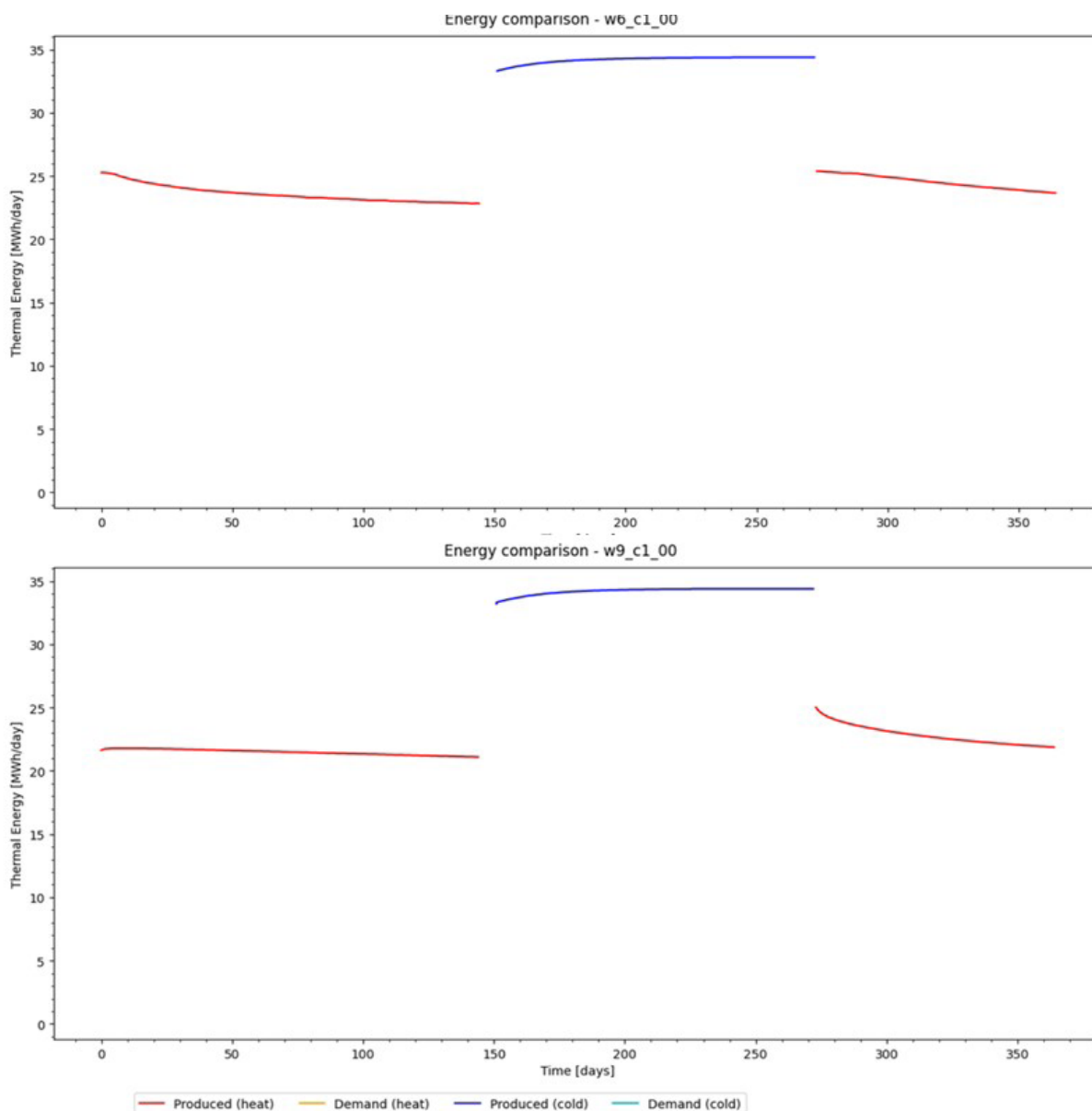


FIGURE 58 : QUANTITÉ D'ÉNERGIE PRODUITE DANS LE SCENARIO 1 POUR LE COUPLE DE PUIITS 1 (EN HAUT) ET LE COUPLE DE PUIITS 2 (EN BAS) .

Conclusions du modèle hydrogéologique 3D ATES

La modélisation ATES avait pour objectif d'évaluer la contribution de différentes régions du modèle au niveau des écoulements et d'estimer la capacité de la mine à produire et stocker de l'énergie géothermique. L'étude de sensibilité réalisée sur le modèle ATES avait, quant à elle, pour but d'évaluer la réponse du modèle à la variation de la conductivité hydraulique de chaque région (galeries, puits miniers, panneaux foudroyés), la conductivité hydraulique étant l'un des paramètres incertains mais le plus important de cette étude.

Les résultats des différentes simulations montrent que les écoulements ont principalement lieu via les galeries lorsque les puits géothermiques (et en particulier le puits de production) ne sont pas localisés à proximité des panneaux foudroyés. Dans cette situation, on observe une baisse importante (3-5°C) et rapide des températures dans les environs des puits de production, ainsi que des rabattements significatifs (plus de 100m). Une telle situation pourrait, sur le long terme, conduire à l'incapacité du réservoir à produire une chaleur suffisante pour répondre à la demande en surface, voire conduire au refroidissement des zones d'extraction d'eau chaude.

Une solution serait de repositionner les puits de production dans des zones en connexion avec les panneaux foudroyés. En effet, comme l'ont montré les résultats de simulation, ces zones jouent un rôle de stabilisation des températures locales (autour des puits géothermiques) et d'ainsi disposer d'une eau chaude à une température adéquate. Cette situation permettrait d'éviter les problèmes de courts-circuits par les puits miniers pour le cas où ceux-ci présenteraient une conductivité hydraulique élevée.

Enfin, au niveau énergétique, dans le cas des sollicitations théoriques modélisées, le réservoir géothermique est à même de fournir 34 MWh/jour en production de froid et environ 22 MWh/jour en production de chaud.

2.9. 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.

2.9.1. 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.

2.9.2. 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.

2.9.3. Énergie en tant que service (modèle complet)

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

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

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

2.10. 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 urbanisées 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 (désormais 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 réelle 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 Mons.

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.

CONCLUSIONS

La mission avait pour objectif de mener une étude de faisabilité dans le bassin de Mons, 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 Mons, 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 de Boussu, estimé comme étant le plus favorable à l'implantation d'un projet pilote dans le Bassin houiller de Mons.

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 concernant la demande en surface et les données sous-sols collectés dans le périmètre du site étudié.

Une analyse techno-économique préliminaire est menée afin de déterminer l'adéquation entre le concept proposé et la demande identifiée en surface. Les résultats indiquent que, dans les conditions actuelles, le business case n'est pas favorable pour ce site principalement en raison du type de demande et de sa quantité limitée.

Face à ces constats, une analyse du sous-sol dans la zone d'étude s'attachant à évaluer la capacité globale du réservoir a été conduite comprenant la réalisation d'une série de modélisations du comportement du réservoir minier face à des sollicitations définies. Un chapitre détaille la conception du modèle 3D du réservoir. Les méthodologies de modélisation du réservoir minier sont décrites et les résultats des simulations sont analysés. Les simulations sont particulièrement précieuses pour déterminer la position optimale des puits dans le cas de l'implantation d'un système Géomine sur le site. Elles permettent aussi d'anticiper l'intégration de nouveaux clients potentiels, dont les besoins seraient compatibles avec le concept Géomine, dans la zone d'étude. Les résultats obtenus fournissent des estimations des capacités maximales du réservoir, notamment en ce qui concerne les débits de production, et permettent d'évaluer les risques associés à une percée thermique en fonction des débits exploités. Cette analyse constitue une base essentielle pour la planification et la gestion des risques liés à l'exploitation du réservoir.

Enfin, les conclusions concernant la faisabilité technique et économique du projet sur le site de Boussu sont présentées et les risques identifiés sont résumés.

En ce qui concerne la faisabilité technique du projet, les simulations des modèles de type « réseau de conduits », simulant principalement l'écoulement dans les galeries et les puits miniers, mettent en évidence l'influence de la conductivité hydraulique des puits de mine sur la capacité du réservoir. Ce paramètre est fortement influencé par l'état de remblaiement des puits miniers qui constitue la source principale d'incertitude du modèle. Cette incertitude pourrait avoir un impact significatif sur la capacité de stockage thermique et de production du réservoir et sur son évolution au fil du temps.

Les simulations du modèle ATES indiquent, quant à elles, des résultats aux tendances similaires à ceux du modèle « réseau de conduits » si les puits du système Géomine ne sont pas localisés à proximité des panneaux foudroyés. Dans ce cas, les écoulements ont principalement lieu via les galeries lorsque les puits géothermiques. Pour le débit de 70 m³/h testé, on observe alors une baisse importante et rapide des températures dans les environs des puits de production, ainsi que des rabattements significatifs. Une telle situation pourrait, sur le long terme, conduire à l'incapacité du réservoir à produire une chaleur suffisante pour répondre à la demande en surface, voire conduire au refroidissement des zones d'extraction d'eau chaude.

Des résultats plus favorables sont obtenus lorsque les puits de production sont positionnés dans des zones en connexion avec les panneaux foudroyés, plutôt que de cibler uniquement d'anciennes galeries. Ces zones contribuent à stabiliser les températures locales autour des puits géothermiques ainsi que les pressions, entraînant de faibles variations de rabattement et des températures de production quasi constantes. Par exemple, en repositionnant le puits profond dans une zone entourée de panneaux exploités, les rabattements sont environ 20 fois plus faibles que lorsque le puits cible uniquement une galerie. En ce qui concerne les températures, si la courbe est similaire pour le puits superficiel, la situation est nettement plus avantageuse pour le puits profond : le nouveau positionnement du puits chaud permet d'éviter la baisse rapide de la température, observée dès les premiers jours d'exploitation dans le scénario précédent.

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 Mons n'ont pas permis de donner le GO pour lancer de projet pilote. D'une part la demande n'est pas adéquate, car trop limitée et non adaptée au concept 5DGHC. D'autre part, avant le lancement d'un pilote sur le site sélectionné il sera impératif qu'une phase exploratoire, visant au forage des puits du système, soit menée afin d'évaluer les paramètres hydrauliques du réservoir qui pourraient exercer une influence notable sur sa capacité.

RÉFÉRENCES

- Caulier-Mathy N., 1971. La modernisation des charbonnages liégeois pendant la première moitié du XIX^e siècle. Techniques d'exploitation. Bibliothèque de la Faculté de Philosophie et Lettres de l'Université de Liège, Fascicule CXCII, 308 pp.
- Claes, S., Frederickx, E., Gullentops, F., Felder, W. & De Geyter, G., 2001a. Toelichtingen bij de geologische kaart van België : Vlaams Gewest. Kaartblad 34 : Tongeren, 1 : 50 000, 56 p.
- Claes, S., Gullentops, F. & De Geyter, G., 2001b. Toelichtingen bij de geologische kaart van België : Vlaams Gewest. Kaartblad 33 : Sint-Truiden, 1 : 50 000, 68 p.
- de Jaer & Yans, 1948. Histoire de nos charbonnages. La conquête à Ans et Glain. Chronique archéologique du Pays de Liège. 39^e année, n°1, p. 5-23.
- de Jaer, 1948. Histoire de nos charbonnages. La Société des Joncs dite Beaujonc à partir du XVIII^e siècle. Chronique archéologique du Pays de Liège. 39^e année, n°3, p. 57-23.
- Diersch, H-J. G., 2014. FEFLOW: Finite Element Modeling of Flow, Mass and Heat Transport in Porous and Fractured Media. Springer. DOI: <https://doi.org/10.1007/978-3-642-38739-5>
- Forir, H., 1897. Carte géologique de la Belgique. Planche 134 : Seraing – Chênée. Echelle 1 : 40 000, Institut cartographique militaire.
- Forir, H., 1902. Carte géologique de la Belgique. Planche 121 : Alleur – Liège. Echelle 1 : 40 000, Institut cartographique militaire.
- Geuzaine, C. & Remacle, J.F., 2009. Gmsh: a three-dimensional finite element mesh generator with built-in pre- and post-processing facilities. International Journal for Numerical Methods in Engineering, 79 (11), 1309-1331.
- Hallet, V., 2004. Modélisation mathématique de l'évolution, à long terme, des teneurs en nitrates dans la nappe aquifère des craies du Crétacé de Hesbaye (Belgique). Revue des sciences de l'eau/ Journal of Water Science, 17(1), 3-22. DOI : <https://doi.org/10.7202/705520ar>
- Harcouët-Menou, V., Dirix, K., Vermeiren, K., Uljee, I., Petitclec, E., Baudinet, C., Vercruyse, J., Urban, 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.
- IGN, 2023. Institut géographique national : Modèle numérique de terrain avec résolution de 20 m (DTM20).
- SPW, 2019. Service public de Wallonie – Agriculture, Ressources naturelles et Environnement – Département de l'Environnement et de l'Eau – Direction des Risques industriels, géologiques et miniers. Concessions minières – Série (couche WMS).
- Wanko A. 2016. Cartographie de la vulnérabilité. Lien : Cartographie de la vulnérabilité (unit.eu).

ANNEXE A: Stockage d'énergie thermique (TES)

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

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

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

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

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

Aspects temporels

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

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

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

Le stockage de chaleur sensible, et plus spécifiquement le stockage dans des réservoirs d'eau chaude (TTES), est l'une des options les plus couramment utilisées pour le stockage à court terme de manière économique. Les volumes de stockage typiques dépendent des caractéristiques du ré-

seau de chauffage urbain (DHN), de la capacité de production et de la technologie utilisée, ainsi que des profils de demande. Pour un réseau de chauffage urbain typique, on peut s'attendre à des volumes de l'ordre de 1 000 m³ à 5 000 m³.

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

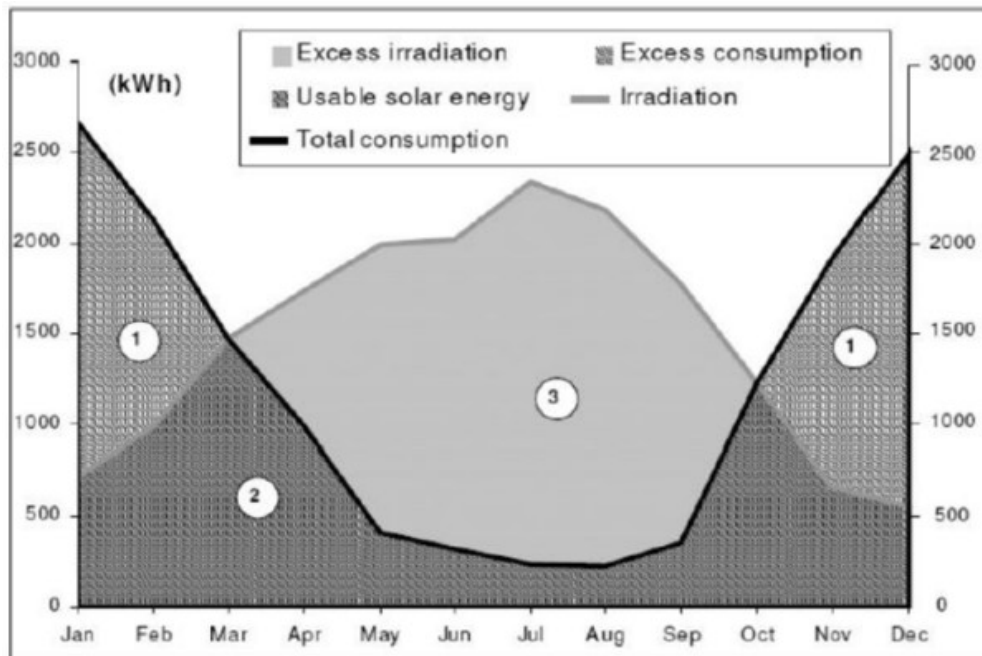


FIGURE 59 : DÉCALAGE SAISONNIER ENTRE LA PRODUCTION SOLAIRE (EN GRIS CLAIR) ET LA DEMANDE THERMIQUE (EN GRIS FONCÉ) SUR UNE BASE MENSUELLE POUR UNE MAISON INDIVIDUELLE ÉCOÉNERGÉTIQUE.

Le stockage thermique à long terme a principalement pour objectif d'utiliser l'excès d'énergie solaire disponible pendant les mois d'été comme source d'énergie pendant la saison de chauffage, comme illustré pour une maison individuelle dans la Figure 59. Contrairement au stockage à court terme, ces systèmes de stockage ne passent généralement qu'un seul cycle de charge/décharge par an. Étant donné que la charge et la décharge sont séparées par plusieurs semaines, voire plusieurs mois, les pertes thermiques jouent un rôle plus important dans ce cas.

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

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

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



FIGURE 60 : LE RÉSEAU DE CHAUFFAGE URBAIN DE VOJENS EST ÉQUIPÉ D'UN SYSTÈME CENTRAL DE STOCKAGE THERMIQUE SENSIBLE (PTES) QUI EST CHARGÉ GRÂCE À UN CHAMP DE CAPTEURS SOLAIRES PENDANT L'ÉTÉ.

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

Ce type de système a été réalisé, par exemple, à Vojens, au Danemark (Figure 60), où une ancienne carrière de sable a été transformée en un PTES de 210.000 m³. Un champ de capteurs solaires de 70.000 m² est utilisé pour charger le système de stockage. Au moins 50 % de la chaleur distribuée au réseau de chauffage urbain (DHN) est produite par ce champ de capteurs solaires. Le coût d'investissement spécifique d'un système PTES à cette échelle est faible, environ 30 €/m³, mais un grand volume, et donc un espace conséquent, est nécessaire pour sa mise en œuvre.

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

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

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

Aspects spatiaux

Le type d'emplacement du système de stockage doit également être pris en compte. Deux cas sont distingués : centralisé et décentralisé, illustrés en Figure 61.

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

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

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

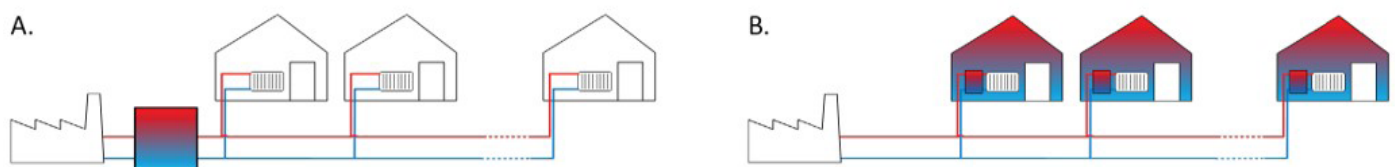
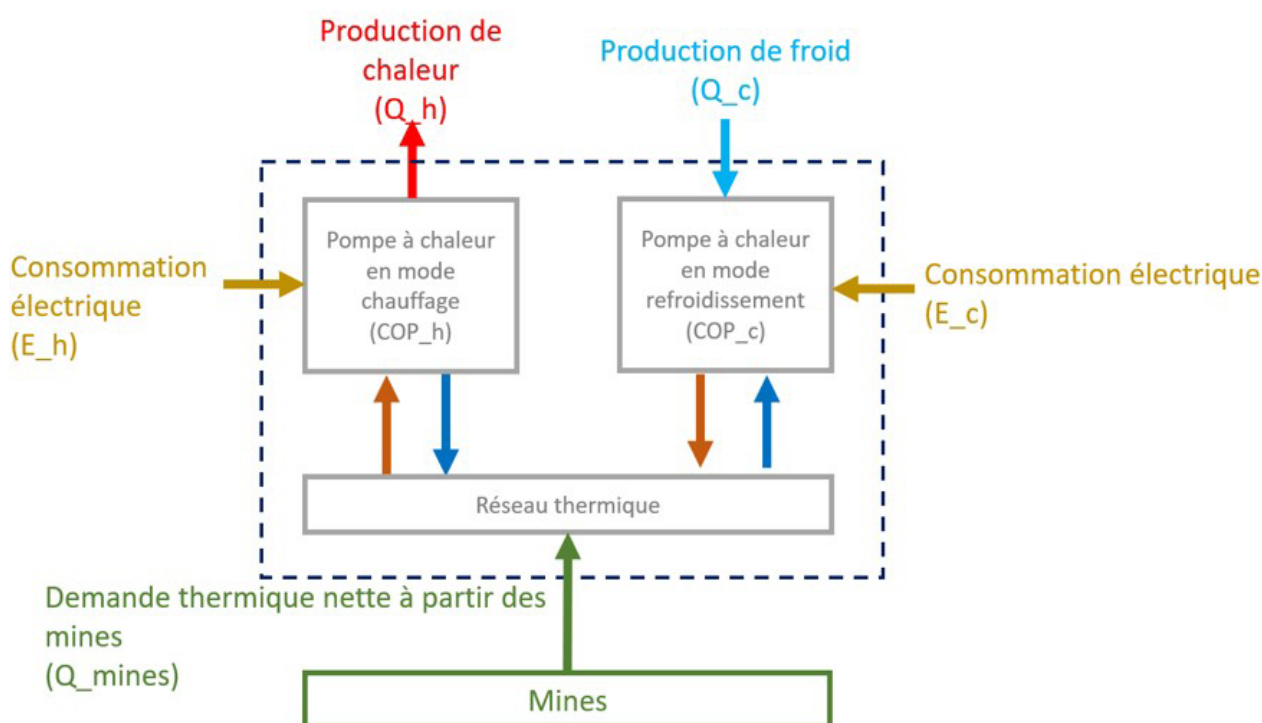


FIGURE 61 : DIFFÉRENCE ENTRE SYSTÈME DE STOCKAGE CENTRALISÉ (A) ET DÉCENTRALISÉ (DISTRIBUÉ) (B) DANS UN RÉSEAU DE CHALEUR URBAIN.

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

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

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



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)
Dupont Nicolas (UMONS)
Martin Thierry (UMONS)
Thomas Waroux (UMONS)
Vincent Becue (UMONS)
Koutra Sesil (UMONS)

