



Direction Générale Opérationnelle de l'Aménagement
du territoire, du Logement, du Patrimoine
et de l'Energie (DGO4)
Département de l'Energie

Etude des obstacles à la géothermie profonde (basse et haute énergie)

Rapport Final

Août 2011

Prestataires de service

Le soumissionnaire qui a été sélectionné pour la réalisation de l'étude est Ecorem s.a.



Les sous-traitants associés dans la réalisation de la présente étude sont :

Le VITO



Le Service Géologique de Belgique



TABLE DES MATIÈRES

TABLE DES MATIÈRES.....	ii
Liste des figures	vii
Liste des tableaux	ix
Liste des annexes.....	x
Glossaire technique	xi
Liste des abréviations.....	15
PARTIE I : CONTEXTE GÉNÉRAL	16
1 Objectif de l'étude.....	17
2 La géothermie : définition et classification.....	19
3 Contenu de l'étude : la géothermie profonde	21
4 Les technologies utilisées dans la géothermie profonde	22
5 La géothermie profonde dans le monde et en Europe	28
PARTIE II : DETERMINER LE CADRE JURIDIQUE	30
6 Introduction	31
7 Tâche 1.1 : Analyse de la situation juridique actuelle en région wallonne.....	32
7.1 Introduction.....	32
7.2 Approche des « activités classées »	33
7.2.1 La législation environnementale	34
7.2.2 La législation urbanistique	49
7.2.3 Conclusion	50
7.3 Approche « activités minières »	53
7.3.1 La législation minière	53
8 Tâche 1.2 : Situation actuelle hors Wallonie.....	63
8.1 Introduction.....	63
8.2 La France	64
8.2.1 Structure de la législation relative à la géothermie	64
8.2.2 Acteurs importants	65
8.2.3 Définitions de la géothermie	66
8.2.4 Le Code Minier.....	68
8.2.5 Aspects environnementaux	73
8.2.6 Normalisation	74
8.3 L'Allemagne.....	76
8.3.1 Structure de la législation relative à la géothermie	76
8.3.2 Acteurs importants	77
8.3.3 Définitions de la géothermie	78
8.3.4 La loi minière.....	79
8.3.5 Aspects environnementaux	81
8.3.6 Normalisation	81
8.4 Les Pays-Bas	83
8.4.1 Structure de la législation relative à la géothermie	83
8.4.2 Acteurs importants	84
8.4.3 Définitions de la géothermie	85
8.4.4 La Loi sur les mines.....	85
8.4.5 Aspects environnementaux	89
8.4.6 Normalisation	90
8.5 La Flandre	91
8.5.1 Acteurs importants	92

8.6	Conclusion.....	93
9	Tâche 1.3 : Propositions de modifications de la législation wallonne.....	95
9.1	Introduction.....	95
9.2	Réflexion conceptuelle.....	95
9.2.1	Aspects généraux d'une législation propre à la géothermie.....	95
9.2.2	Modèles de législation.....	97
9.2.3	Modèle proposé.....	101
9.3	Modifications de la législation actuelle.....	102
	PARTIE III : ETUDIER LES RISQUES POTENTIELS.....	105
10	Introduction.....	106
11	Tâche 2.1 : Analyse des projets existants et situation en Wallonie.....	107
12	Tâche 2.2 : Quantification du risque sismique.....	118
12.1	Contexte général.....	118
12.2	Les différents types de sismicité.....	118
12.2.1	Sismicité Naturelle.....	118
12.2.2	Sismicité induite.....	119
12.2.3	Sismicité induite par des installations géothermiques.....	120
12.3	Estimation de la magnitude maximale et de la période de récurrence.....	121
12.3.1	Approche déterministe.....	121
12.3.2	L'approche probabiliste (statistique).....	122
12.3.3	L'approche empirique.....	122
12.4	La situation en Belgique.....	123
12.4.1	Localisation de la sismicité naturelle.....	123
12.4.2	Surveillance sismique.....	123
12.4.3	Magnitude maximale (Mmax).....	124
12.4.4	Carte d'aléa sismique régional.....	125
12.5	Contrôle et minimisation du risque : Approche opérationnelle « pas à pas ».....	127
12.5.1	Plan de suivi et de réaction.....	128
12.5.2	Forage.....	128
12.5.3	Stimulation hydraulique.....	128
12.5.4	Production.....	129
12.5.5	Suivi et conseils d'experts.....	129
12.6	Conclusion, recommandations et les mesures.....	129
13	Tâche 2.3 : Simulation de la propagation des ondes sismiques.....	132
13.1	Introduction.....	132
13.2	Comportement des ondes et paramètres géologiques.....	133
13.2.1	Méthodes sismiques utilisées en prospection et monitoring.....	133
13.2.2	Résumé.....	136
13.2.3	Les logiciels d'interprétation et de modélisation : monitoring et prospection.....	137
13.3	Modélisation des risques microsismiques.....	139
13.3.1	Les méthodes de modélisation.....	139
13.3.2	Les logiciels commerciaux.....	139
13.3.3	Les logiciels « inhouse ».....	140
13.3.4	Les institutions et groupe de recherche contactés.....	140
13.4	Conclusions.....	142
14	Tâche 2.4 : Point de vue des assurances.....	143
14.1	Introduction.....	143
14.2	Evaluation du risque financier.....	143
14.2.1	Etat du site et de la région « pré-exploitation » et minimisation du risque.....	143
14.2.2	Méthodologie générale.....	143
14.2.3	Evaluation de la vulnérabilité.....	144
14.2.4	Pertes financières.....	149
14.2.5	Estimation des coûts.....	150
14.3	Résumé de la méthodologie.....	153

14.3.1	Exemple de Bâle :	153
15	Tâche 2.5 : Alternatives à la fracturation hydraulique	156
15.1	Introduction.....	156
15.2	Remarques préliminaires	157
15.3	Injection de solution acides	160
15.3.1	FRACHEM.....	160
15.3.2	TOUGHREACT	161
15.4	Chocs thermiques	162
15.5	Fatigue des roches.....	164
15.6	Alternative à l'eau comme vecteur de chaleur	165
15.7	Conclusions.....	167
	PARTIE IV: ETUDIER LE RISK MITIGATION	168
16	Introduction	169
17	Tâche 3.1 : Contrôle des risques géologiques	170
17.1	Introduction.....	170
17.2	Etapas de développement	171
17.3	Evaluation de la ressource géothermique.....	172
17.3.1	Méthodes d'exploration	174
17.3.2	Structure du sous-sol et flux de chaleur	175
17.3.3	Etude en laboratoire des zones fracturées.....	176
17.3.4	Composition géochimique de l'eau	177
17.3.5	Détermination du champ de contraintes tectoniques actuelles.....	179
17.4	De la phase de pré-faisabilité à la faisabilité.....	181
17.5	Suivi sismologique	181
17.5.1	Introduction	181
17.5.2	Mécanismes à la base de la sismicité induite en géothermie	182
17.5.3	Développement de réseaux sismologiques.....	183
17.5.4	Mise en place des réseaux sismologiques.....	184
17.5.5	Exemples de réseaux sismiques	185
17.5.6	Réseaux sismiques : outil d'aide à la décision	186
17.6	Surveillance des mouvements de sols induits	187
17.7	Surveillance de la composition chimique des eaux	189
17.8	Discussion: une approche scientifique générique.....	190
18	Tâche 3.2 : Risque financier et son évaluation.....	195
18.1	Introduction.....	195
18.2	Définition et méthode pour quantifier le risque géologique.....	195
18.2.1	Définition du risque géologique	195
18.2.2	Risques additionnels	196
18.2.3	Les paramètres d'évaluation du risque géologique.....	196
18.2.4	Probabilité de succès	197
18.2.5	Le débit.....	197
18.2.6	Température	199
18.2.7	POS pour le puits d'injection	200
18.3	Inventaire des assurances proposés dans d'autres pays Européens	200
18.3.1	Le système allemand.....	201
18.3.2	Le système Français	202
18.3.3	Le système Suisse	202
18.3.4	Le système Néerlandais	203
18.4	Assurances du secteur privé.....	207
19	Tâche 3.3 : Occupation du sous-sol : gestion des conflits d'intérêts.....	209
19.1	Introduction.....	209
19.2	Interférence avec la production d'eau	209
19.3	Interférences avec les infrastructures	210
19.3.1	Impact de la sismicité	210

19.3.2	Impact des mouvements de sol.....	215
19.4	Interférences avec d'autres formes d'exploitation du sous-sol	217
19.5	Conclusions.....	218
PARTIE V : ETUDIER LE CADRE INCITATIF		220
20	Introduction	221
21	Tâche 4.1 : Analyse des incitants existants en Wallonie.....	224
21.1	Introduction.....	224
21.2	Incitants en Wallonie	224
21.2.1	Avances récupérables	224
21.2.2	L'aide à l'investissement.....	226
21.2.3	La déduction pour investissement.....	229
21.2.4	Système des certificats verts.....	230
21.2.5	Le marché européen des quotas de CO2	232
21.2.6	Participation au montage financier	233
22	Tâche 4.2 : Analyse des incitants existants hors Wallonie.....	235
22.1	La France	235
22.1.1	Rachat d'électricité	235
22.1.2	Fonds Chaleur Renouvelable	236
22.1.3	Réduction de TVA	238
22.1.4	Le Fonds démonstrateur de recherche	238
22.1.5	Participation au montage financier	238
22.1.6	Soutiens régionaux.....	239
22.2	L'Allemagne.....	240
22.2.1	Rachat d'électricité (« Feed-in »)	240
22.2.2	Obligation chaleur renouvelable nouveaux bâtiments	241
22.2.3	Programme de stimulation du marché	241
22.2.4	Programme de démonstration.....	243
22.3	Les Pays-Bas	243
22.3.1	Régime d'incitants pour l'énergie durable plus (SDE+).....	243
22.3.2	Déduction pour investissements énergétiques (EIA)	246
22.3.3	Lancement sur le marché d'innovations énergétiques (MEI)	247
22.3.4	Unieke Kansen Regeling (UKR) / Energie Onderzoek Subsidie (EOS).....	247
22.3.1	Financement vert.....	248
22.4	La Flandre	249
22.4.1	MIP	249
22.4.2	Programme de démonstration.....	249
22.4.3	Prime à l'écologie	249
22.4.4	Système des certificats verts.....	252
22.4.5	Participation au montage financier	253
22.5	Conclusion tâche 4.1 et 4.2.....	254
23	Tâche 4.3 : Proposition de modifications à apporter.....	257
PARTIE VI: ETUDIER L'IMAGE DEFAVORABLE DE LA GEOTHERMIE PROFONDE.....		259
24	Introduction	260
25	Tâche 5.1 : Identification des peurs et réticences.....	261
25.1	Observations	261
26	Tâche 5.2 : Propositions de démarches	270
26.1	Au niveau de la Région	270
26.1.1	Choix politiques clairs.....	270
26.1.2	Un cadre réglementaire adapté et transparent	270
26.1.3	Des instruments administratifs de participation.....	271
26.1.4	Informé et éduquer la population sur la géothermie profonde	271
26.1.5	Points de contact générales	273
26.1.6	Associations spécifiques	274

26.1.7	Suivi des exemples étrangers	275
26.2	Au niveau du projet	275
26.2.1	Caractéristiques du projet bien définies	275
26.2.2	Une communication ouverte avec les riverains.....	276
26.2.3	Intégration dans le tissu local	276
26.2.4	Une procédure pour évaluer les dommages	277
26.2.5	La reconnaissance des groupes « anti-géothermie »	277
26.3	Conclusion.....	277
PARTIE VII : CONCLUSION.....		279
27	Conclusions générales.....	280
References bibliographiques		288
Annexes.....		297
ANNEXE 1 : Plan d'action pour la chaleur du sous-sol, Pays-Bas		298
ANNEXE 2 : Procédures de permission aux Pays-Bas		299
ANNEXE 3 : Situation des permis pour la géothermie aux Pays-Bas au 1 janvier 2011.....		303
ANNEXE 4 : Handleiding SEI risico's dekken voor Aardwarmte (Pays-Bas)		304
ANNEXE 5 : Décret du 3 juillet 2008 relatif au soutien de la recherche, du développement et de l'innovation en Wallonie		305

LISTE DES FIGURES

Figure 1 : Schéma de base d'une exploitation géothermique pour la chaleur (tiré de Kattschmitt et al., 2007).....	22
Figure 2 : Différentes formes de réseaux de distribution de chaleur partant depuis un ou des centrales géothermiques (Kattschmitt et al., 2007).....	23
Figure 3 : Schéma simplifié d'une centrale de production d'électricité à partir de vapeur sèche (tiré de DiPippo, 1999). La signification des différentes abréviations est reprise au Tableau 1.	24
Figure 4 : Schéma simplifié d'une centrale de production d'électricité type single-flash (tiré de DiPippo, 1999).....	24
Figure 5: Schéma théorique d'une centrale géothermique binaire (tiré de U.S. Department of Energy) http://www1.eere.energy.gov/geothermal/powerplants.html	25
Figure 6 :Trois exemples de système EGS (tiré de Kattschmidt et al., 2007)	27
Figure 7 : Capacité installée totale pour l'utilisation directe de géothermie dans l'Union Européenne (tiré de Vision 2020-2030, ETP-RHC)	28
Figure 8 : Ressources géothermiques en Europe (tiré de Vision 2020-2030, ETP-RHC).....	29
Figure 9 : Concessions actuelles dans le Région de Mons	59
Figure 10 : Concession de Bouillante (France)	72
Figure 11 : a)Distribution de la sismicité depuis 1900 dans le graben du Rhin et ses alentours, les cercles rouges dénotent la sismicité naturelle et les jaunes la sismicité induite par l'activité humaine ; b)carte des épices de la sismicité naturelle pour la période 1900-2005 (Cloething et al., 2006).	123
Figure 12 : Les réseaux sismique et accélérométrique belge. (Section de séismologie Observatoire Royal de Belgique (3))	124
Figure 13 : Fréquence d'occurrence des séismes (nombre annuel cumulé) en fonction de la magnitude Ms pour le territoire belge (Plumier, 2009).	125
Figure 14 : Carte de zonage sismique de la Belgique (Plumier, 2009, Camelbeeck, 2010)	127
Figure 15: Concept de l'utilisation des méthodes de prospection sismique pour la modélisation de la propagation des ondes sismiques dans le cadre des projets de géothermie.	137
Figure 16 : Courbe de vulnérabilité	146
Figure 17 : Distribution de degré de dommage	147
Figure 18 : Courbe de degré de dommage	148
Figure 19 : Exemple de distribution globale de probabilité de degré de dommage (GDGD), pour un bâtiment hautement vulnérable, en considérant les probabilités d'occurrences de toutes les intensités (valeurs fictives).....	149
Figure 20 : Taux de dommage moyen (MDR) en fonction du degré de dommage (Dk).....	150
Figure 21 : Exemple de courbe F/N pour un bâtiment unique. En abscisses le coût associé à chaque degré de dommages et en ordonnées la probabilité de dépassement des coûts, pendant une période de référence (Baisch et al., 2009).	151
Figure 22 : Résumé de la méthodologie	153
Figure 23: Comparaison entre le taux d'injection, la pression au fond du puits, le nombre d'évènements sismiques enregistrés et leur magnitude lors de la stimulation du réservoir pour le projet DHM à Bâle (tiré de Häring et al., 2008).	158
Figure 24 : Déplacement cisailant parallèlement au plan de faille selon la direction y (tiré de Ghassemi et al., 2007b)	163
Figure 25 : Deux exemples-type de tests de fatigue des roches suite à des cycles de mise en contraintes (σ) induisant une déformation permanente (ϵ) (tiré de Gatelier et al., 2002)	164
Figure 26 : Evolution du taux d'extraction de la chaleur en fonction de la durée de vie du réservoir. L'eau étant peu compressible, une seule courbe est présentée. Les courbes en pointillés et la violette correspondent au taux d'extraction pour différentes valeurs de la pression (tiré de Pruess, 2008)...	166
Figure 27: Schéma d'une centrale électrique binaire exploitant un réservoir géothermique de faible température fournissant de l'électricité et éventuellement de la chaleur (tiré de Frick et al., 2010)...	172
Figure 28: Diagramme de McKelvey reprenant les termes de ressource et réserve en fonction de la connaissance géologique et de la faisabilité économique (modifié d'Angelis-Dimakis et al., 2011). .	173
Figure 29 : Profil magnétotellurique près du Mt Amiata (Italie). Les traits verticaux correspondent aux forages réalisés dans ce champ géothermique (tiré de Volpi et al., 2003).	176
Figure 30 : Exemple d'un phénomène de clay smear. Dans ce cas, l'étalement d'un horizon argileux (couche sombre) au sein de la faille peut entraîner une diminution significative de la perméabilité de la faille (tiré de Cuisiat & Skurtveit, 2010).	177

Figure 31: Différentes courbes de la solubilité du quartz en fonction de la température. Les différents points correspondent aux valeurs mesurées expérimentalement le long de la courbe liquide-vapeur (tiré de Verma, 2008).....	178
Figure 32: Foyer des séismes et solution des mécanismes au foyer dans l'avant-pays alpin. Mouvement en extension (ext.), en chevauchement (compr.) et en décrochement (strike-slip). (Tiré de Cloetingh et al., 2006).	180
Figure 33: Image déployée de la surface à l'intérieur d'un forage. a) image ultrasonique ; b) image électrique ; c) coupe à travers le forage montrant la localisation de la zone ayant rompue. N, E, S & W correspond aux points cardinaux afin d'orienter la fracture (tiré de Zoback et al., 2003)	180
Figure 34: Plan de localisation des stations sismiques pour le champ géothermique The Geysers en Californie (tiré de Majer et al., 2007)	186
Figure 35: Traffic lights du suivi sismique d'un chantier géothermique au Salvador (tiré de Bommer, 2006).....	187
Figure 36: Modèle de la contamination d'un aquifère superficiel suite à l'exploitation géothermique d'une zone de faille. Exemple provenant du champ géothermique de Balçova près d'Izmir en Turquie (tiré de Aksoy et al., 2009).....	190
Figure 37: Modèle d'une approche scientifique générique du développement de la ressource géothermique. Les années indiquées en haut de la figure ont un but purement indicatif des échelles de temps envisagées et nécessitent d'être évaluées en fonction des budgets publics et privés qui seront investis.....	194
Figure 38: Modification des niveaux piézométriques de l'aquifère supérieur du champ de forages de Wairakei (à l'Est) et du site Alum Lakes (à l'Ouest). Les isocontours sont exprimées en mètres (tiré de Bromley, 2009)	210
Figure 39: Etude des effets sites par la méthode H/V en Flandres et dans le Nord de la Wallonie. a) carte de localisation des stations de mesures ; b) exemples de fréquence fondamentale pour différents sites (tiré de Plumier et al., 2001 - http://www.seismologie.be).....	213
Figure 40: Spectres de réponse élastique pour un site à Liège (tiré de Plumier et al., 2001 - http://www.seismologie.be/dir600/pdf/final-report-sstc-NM-12-01-arial.pdf)	214
Figure 41: Spectres de réponse élastique pour un site à Mons (tiré de Plumier et al., 2001 - http://www.seismologie.be/dir600/pdf/final-report-sstc-NM-12-01-arial.pdf)	215
Figure 42: Surveillance de la subsidence à Wavre grâce à l'utilisation de l'interférométrie radar. Cette zone contraste avec celle d'Ottignies-Louvain-La-Neuve qui montre une relative stabilité (tiré de Devleeschouwer et Declercq, 2010)	216
Figure 43: Surveillance par interférométrie radar des zones en soulèvement (bleu) et en subsidence (rouge) dans la région de Liège (tiré de Devleeschouwer et Declercq, 2010).....	217
Figure 44: Coûts cumulés d'un projet de centrale géothermique ORC en Allemagne (Source: GEOFAR - R&P).....	222
Figure 45 : Coûts cumulés d'un projet de doublet géothermique pour un réseau de chaleur dans le Bassin Parisien (Source: GEOFAR - CFG Services).....	223
Figure 46 : Système de soutien des certificats verts [Source : Rapport annuel spécifique 2009 sur 'l'évolution du marché des certificats verts, CwaPE].....	231
Figure 47 : Tarifs dans pour le rachat d'électricité pour de projets de géothermie en Allemagne.....	240
Figure 48 : Tarifs du régime d'incitants pour l'énergie durable (SDE+) aux Pays-Bas	245
Figure 49 : Phases dans un projet de géothermie profonde [source : GEOFAR].....	257
Figure 50 : Evolution de la conscience de la population française quant aux énergies renouvelables entre 2004 et 2008 [source: GEOFAR – sondage BVA pour l'ADEME]	272
Figure 51: Modèle d'une approche scientifique générique du développement de la ressource géothermique. Les années indiquées en haut de la figure ont un but purement indicatif des échelles de temps envisagées et nécessitent d'être évaluées en fonction des budgets publics et privés qui seront investis.....	284

LISTE DES TABLEAUX

Tableau 1 : Signification en Anglais des abréviations utilisées dans les figures 3 et 4 (tiré de DiPippo, 1999).....	25
Tableau 2 : Géothermie profonde au monde (tiré de Bertani, Lund et al., proceedings WGC2010)....	28
Tableau 3 : Modalités du permis de recherche	55
Tableau 4 : Modalités de la concession minière	57
Tableau 5 : Tableau récapitulatif des définitions utilisées par le BRGM et l'ADEME	68
Tableau 6 : modalités du permis de recherche	70
Tableau 7 : Modalités du permis d'exploitation	71
Tableau 8 : Résumé des définitions juridiques et d'expert utilisées en France, en Allemagne et	94
Tableau 9 : Caractéristiques des projets géothermiques européens.....	107
Tableau 10 : Caractéristiques des zones cibles en Wallonie.....	116
Tableau 11 : Magnitudes et périodes de retour pour la Belgique	125
Tableau 12 : Liste des logiciels employés dans la prospection pétrolière, gazière, minière et géothermale.....	137
Tableau 13 : Logiciels commerciaux	140
Tableau 14 : Facteurs de vulérabilité, paramètres et leurs valeurs	145
Tableau 15 : Classification des degrés de dommage dans l'échelle EMS-98	146
Tableau 16 : Valeurs du ratio de dommage moyen (MDR) en fonction du degré de dommage définie par la fonction de coûts du projet Risk_UE	149
Tableau 17: Comparaison du CO ₂ et de l'eau comme vecteur de la chaleur dans les EGS (traduit de Pruess, 2008). Les propriétés intéressantes sont reprises en italique.....	165
Tableau 18 : Différents types de réseaux sismologiques avec les capteurs associés. SP: Short Period, LP: Long Period, BB: Broad Band (tiré de Havskow, J. & Alguacil, G., 2010). Les gammes de fréquences sont exprimés en Hertz.....	184
Tableau 19: Avantages et inconvénients des techniques de surveillance des mouvements de sol...	188
Tableau 20 : Tableau récapitulatif des garanties proposées aux Pays-Bas, en France, en Allemagne et en Suisse	203
Tableau 21 : Pourcentage de déduction	230

LISTE DES ANNEXES

ANNEXE 1 : Plan d'action pour la chaleur du sous-sol, Pays-Bas

ANNEXE 2 : Procédures de permission aux Pays-Bas

ANNEXE 3 : Situation des permis pour la géothermie aux Pays-Bas au 1 janvier 2011

ANNEXE 4 : Handleiding SEI risico's dekken voor Aardwarmte (Pays-Bas)

ANNEXE 5 : Décret du 3 juillet 2008 relatif au soutien de la recherche, du développement et de l'innovation en Wallonie

GLOSSAIRE TECHNIQUE

Aléa sismique	L'aléa sismique est la probabilité d'occurrence de mouvements forts du sol potentiellement dangereux, conséquences de tremblements de terre. L'aléa sismique est dès lors généralement exprimé en fonction de l'accélération maximale au sol agR. L'aléa sismique est intrinsèquement lié à un phénomène naturel et ne peut donc pas être réduit.
Aquifères superficiels	Les aquifères superficiels correspondent aux réservoirs d'eaux souterraines situés à faible profondeur et pouvant être potentiellement exploités par l'homme pour son alimentation ou pour l'irrigation. Pour des raisons économiques et de disponibilités, l'exploitation des aquifères superficiels en Wallonie est souvent limitée à une profondeur de maximum 200 à 300 m et généralement de moins de 100 m. La composition chimique des eaux est fortement influencée par les précipitations météoritiques et les activités humaines en surface (pollution, nitrates, pesticides, ...).
Critères des dommages	<p>Les critères d'évaluation des dommages sont sujet à la législation nationale et à une normalisation. En Allemagne, la vitesse maximale au sol (PGV) est le critère indiqué dans la norme DIN 41503. Généralement, des valeurs de PGV inférieures à 5 mm / s ne causent pas de dommages. De graves dégâts des bâtiments peuvent être attendus si la PGV excède 70 mm / s. Le DIN 4150 mentionne aussi que les événements de fréquences plus élevées sont moins dommageables. Les fréquences dominantes générées par de grands événements induits associés à l'injection de fluides sont autour de 50 à 90 Hz, ce qui les rend pratiquement impossible de causer des dommages structuraux.</p> <p>Parfois, les événements sismiques induits sont accompagnés par un son de type coup de tonnerre. Ce son est dû aux hautes fréquences de mouvement du sol, et ça indique que cet événement est moins dangereux pour les constructions qu'un événement silencieux du même ordre de grandeur. L'utilisation de relations empiriques permet de reconstruire des cartes de pour un tremblement de terre à un endroit donné. Une condition préalable est un bon modèle mécanique de la sub-surface en particulier des couches supérieures et de leur atténuation ou amplification des ondes sismiques. Ces calculs ne peuvent donner qu'une première impression de l'impact attendu d'un tremblement de terre et doivent être validés ou étalonnés par des mesures PGV. La mesure directe des valeurs de PGV surmonte également des problèmes liés au calcul des magnitudes locales pour des événements de magnitude inférieure à 4 et qui sont également présents si les magnitudes sont remplacées par les moments sismiques. Les mesures directes des valeurs de PGV sont en tout cas le meilleur critère d'endommagement. Pour la communauté internationale, il serait avantageux de disposer de normes internationales des critères de dommages ou du moins d'une certaine harmonisation.</p> <p>L'accélération maximale du sol (PGA), telle qu'elle est utilisée en sismologie pour les grands événements, n'est pas suffisante pour les petits événements induits de haute fréquence et n'est pas en accord avec les normes allemandes.</p>

Contraintes	Les contraintes en Géologie sont l'ensemble des forces internes présentes dans le sous-sol et conduisant à sa déformation. Elles sont le résultat de plusieurs mécanismes comprenant entre autres la gravité associée la charge des roches (contraintes lithostatiques), de la colonne de fluides agissant au sein des roches (contraintes hydrostatiques ou pression de fluides) et des mouvements de plates tectoniques entre elles (contraintes tectoniques). Les contraintes sont souvent décomposées en trois composantes principales, à savoir la contrainte maximale (σ_1), intermédiaire (σ_2) et minimale (σ_3).
Contrainte déviatorique	La contrainte déviatorique est égale à la différence entre la contrainte maximale et minimale ($\sigma_1 - \sigma_3$). La rupture au sein des roches est directement liée à la valeur de la contrainte déviatorique.
Eaux géothermiques	Les eaux géothermiques correspondent au fluide extrait sous forme liquide d'un réservoir géothermique. Leurs compositions chimiques diffèrent généralement de celles des aquifères superficiels puisque l'eau des réservoirs géothermiques est souvent restée pendant de longues périodes en contact avec les roches (dizaines, voir centaines d'années).
Eau souterraine	L'eau souterraine est toute eau qui se trouve sous la surface du sol, dans la zone de saturation, en contact direct avec le sol ou le sous-sol. L'eau de source à l'émergence est une eau souterraine; [AGW du 12 février 2009 sur les conditions intégrales]
Eaux usées industrielles	Les eaux usées industrielles sont des eaux usées autres que les eaux usées domestiques et les eaux usées agricoles; [article D.2, 42°, du Livre II du Code de l'Environnement,]
Etablissement	Un établissement est une unité géographique et technique dans laquelle interviennent une ou plusieurs installations et/ou activités classées.
Etude d'incidences	L'étude scientifique réalisée par une personne agréée dont l'objet est d'identifier, décrire et évaluer de manière appropriée, en fonction de chaque cas particulier, les effets directs et indirects, synergiques ou cumulatifs, à court, moyen et long termes, permanents et temporaires, d'un projet sur l'environnement, et de présenter et évaluer les mesures envisagées pour éviter, réduire les effets négatifs du projet sur l'environnement et, si possible, y remédier; [Art. D.6 LIVRE I DU CODE DE L'ENVIRONNEMENT]
Fracturation hydraulique	La fracturation hydraulique correspond à une technique induisant la rupture d'une formation géologique dans le sous-sol grâce à l'injection à haute pression d'un fluide, le plus souvent de l'eau. Cette technique est généralement réalisée dans des forages et elle permet d'augmenter localement la perméabilité des roches. Pour des raisons de mécanique des roches, les fractures induites sont, dans certaines conditions, en traction, c'est-à-dire qu'une ouverture est créée entre les parois de la fracture.
Intensité	L'intensité est une échelle pour décrire la perception humaine et les dommages causés par un tremblement de terre. Sa valeur est définie en fonction des observations et des descriptions des dommages aux bâtiments (et au paysage). Les intensités sont des notions importantes pour les tremblements de terre survenus à l'époque pré-instrumentale, pour laquelle les magnitudes ne sont pas disponibles. Il n'y a pas de

	relation simple entre l'intensité et la magnitude, mais des relations peuvent être évaluées pour certaines zones et des groupes (clusters) d'événements. Il existe de meilleures corrélations avec les vitesses maximales du sol (PGV) qui sont des mesures du mouvement du sol.
Magnitudes	La magnitude décrit la force ou l'énergie d'un tremblement de terre ou d'un événement sismique en se basant sur la mesure des amplitudes de mouvement du sol. C'est une échelle logarithmique, de ce fait un événement sismique de magnitude 4 libère environ 30 fois plus d'énergie qu'un événement de magnitude 3. Les événements locaux sont décrits par la magnitude locale ML introduite par Richter. Récemment, elle est de plus en plus remplacée par la magnitude de moment MW qui est une mesure plus physique décrivant la source du tremblement de terre. Les magnitudes de moment diffèrent légèrement des magnitudes locales et sont habituellement jusqu'à 0,5 plus élevées, selon la géologie locale.
Période de retour	<p>Si un événement possède une période de retour T, cela signifie qu'à chaque instant t, la probabilité qu'il se produise dans l'intervalle $[t ; t+dt]$ (où dt est petit) est :</p> $P(t,dt,T) = dt/T$ <p>Cette probabilité est donc indépendante de t et le processus est dit poissonien stationnaire. Il est alors facile de montrer que la probabilité de ne pas observer le phénomène pendant une durée supérieure à Δt est :</p> $Prob(\Delta t, T) = e^{-\frac{\Delta t}{T}}$ <p>Il en résulte que la probabilité d'observer au moins une fois le phénomène pendant un intervalle de durée Δt est :</p> $Pr(\Delta t, T) = 1 - Prob(\Delta t, T) = 1 - e^{-\frac{\Delta t}{T}}$ <p>Si l'on choisit $\Delta t = T$, on voit donc que $Pr(T,T) = 1 - 1/e = 0,63$.</p> <p>Cela signifie que si l'on considère une crue décennale, la probabilité d'observer au moins une crue de cette envergure en 10 ans est de 63%, et non 100% comme l'appellation « crue décennale » inciterait à le penser. De même, il existe la même probabilité de 63% d'observer au moins une crue centennale en un siècle. On voit également que la probabilité de ne pas observer un événement pendant une durée égale à sa période de retour est de $1-0,63 = 37\%$, qui est loin d'être négligeable.</p> <p>L'approche par les processus poissonniens implique que la probabilité d'occurrence d'un événement ne dépend pas du temps, et en particulier pas du temps écoulé depuis l'événement précédent.</p> <p>Si cela peut se justifier pour certains aléas, cette hypothèse va à l'encontre du concept de cycle sismique et de rebond élastique présenté plus haut dans le cas des séismes. En effet, on s'attend à ce que la probabilité d'occurrence d'un séisme sur une faille donnée soit faible si un séisme</p>

	<p>vient de s'y produire, et forte si le temps écoulé depuis le dernier en date est important. Ceci rejette donc l'hypothèse de processus poissonnier. Cependant, les tests statistiques montrent qu'aucun autre modèle probabiliste, même dépendant du temps, ne fait mieux qu'un modèle poissonnier pour décrire les données observées. Ceci traduit la longue route restant encore à parcourir pour marier concepts physiques et statistique dans le cas des séismes.</p>
Réservoir géothermique	<p>Un réservoir géothermique selon le Département américain de l'Energie est l'ensemble des roches fracturées et perméables et l'eau chaude ou la vapeur piégée dans ce volume de roche (http://www1.eere.energy.gov/geothermal/pdfs/reservoir.pdf). Pour les projets de géothermie profonde en Wallonie, il s'agira principalement de réservoirs en roches fracturées.</p>
Risque sismique	<p>Le risque sismique quantifie l'importance des dégâts ou des victimes qui pourraient être causés par des tremblements de terre. Il ne dépend pas seulement de l'aléa sismique mais aussi du degré d'exposition et de la vulnérabilité. L'endommagement et l'effondrement de bâtiments représentent le plus grand risque. Le risque sismique peut être diminué en construisant dans des zones moins dangereuses ou en appliquant des normes de construction adaptées. Des régions avec un aléa sismique élevé peuvent donc présenter un risque sismique faible, par exemple, parce qu'elles sont peu habitées, et, au contraire, des régions avec un aléa sismique modéré présenteront un risque sismique élevé si la densité de population est forte et les constructions de mauvaise qualité.</p>

LISTE DES ABRÉVIATIONS

AGW	Arrêté du Gouvernement wallon
EGS	Enhanced Geothermal System (le E de EGS est de plus en plus utilisé comme Engineered à la place de Enhanced)
EGEC	European Geothermal Energy Council
EIE	Etude d'Incidence Environnementale
HDR	Hot Dry Rock

PARTIE I : CONTEXTE GÉNÉRAL

1 OBJECTIF DE L'ÉTUDE

La présente étude destinée à l'étude des «Obstacles à la géothermie profonde (basse et haute énergie)», est effectuée à la demande de la Direction Générale Opérationnelle de l'Aménagement du territoire, du Logement, du Patrimoine et de l'Energie. L'étude consiste à déterminer les obstacles au développement de la géothermie profonde en Région Wallonne, et à proposer des solutions à ces obstacles. Ceux-ci résident à plusieurs niveaux : au niveau juridique, au niveau des risques et incidences potentiels, sur le plan financier et au niveau de l'acceptation sociale.

Cette étude apparait primordiale dans le contexte de la promotion des énergies renouvelables nécessaires au bon accomplissement des objectifs de développement durable définis actuellement. La géothermie profonde est une des sources d'énergie renouvelable actuellement peu exploitée en Région Wallonne. Seuls deux puits géothermiques (profonds) y sont actuellement exploités, notamment à Saint-Ghislain et à Douvrain, dont la mise en exploitation date d'une vingtaine d'années. Il n'y a donc pas, en Wallonie, de projets récents dans le domaine de la géothermie profonde.

Quand nous regardons les pays voisins, nous constatons que la géothermie y connaît une résurgence qui donne lieu à des modifications dans la législation, à de nouvelles normes et à de nouveaux projets. Pourquoi la Wallonie ne pourrait-elle pas connaître un tel (re)démarrage et croissance de projets de géothermie ? Qu'est-ce qui gêne le développement de la géothermie profonde en Wallonie ? Comment peut-on dépasser ces obstacles ?

Cette étude a comme objectif de donner une réponse à ces questions afin d'entamer la création d'un cadre adapté pour le développement de la géothermie profonde en Région Wallonne.

Evidemment, le développement de la géothermie profonde en Région Wallonne dépend aussi du potentiel présent pour exploiter la chaleur d'une manière techniquement faisable et rentable. Dans une phase initiale de développement de cette ressource géothermique, l'analyse des données géologiques existantes doit donc être entreprise afin de déterminer les potentialités géothermiques du sous-sol. Cette initiative est en cours actuellement à travers le développement de la *plate-forme géothermique de la Wallonie*. Les premières analyses de ce projet connexe montrent que les recherches futures devront s'orienter vers des aquifères de type 'fracturation' et/ou carbonatés caractéristiques du sous-sol wallon. Certaines analyses présentées dans le présent rapport se sont donc limitées à ce type de ressource géothermique et les particularités techniques d'aquifères poreux ont été par conséquent moins développées.

Dans l'élaboration du cadre propre à la géothermie profonde en Wallonie, plusieurs autres éléments devront être pris en compte. D'un côté nous avons tout intérêt à mieux utiliser les ressources renouvelables qu'offre notre environnement. D'un autre côté, chaque exploitation, qu'importe son caractère « vert », est susceptible d'induire des impacts qui mettent sous pression d'autres éléments de l'environnement et du milieu environnant (humain). Pour ne pas donner lieu à cela, il est très important d'avoir au préalable une image complète de ce que représente l'exploitation d'une source et de créer les structures qui optimisent cette exploitation. Une législation adaptée qui évalue les incidences possibles susceptibles d'être générées par de tels projets, qui offre à l'opinion publique la possibilité de faire entendre sa voix, et qui exige un monitoring des risques ; un cadre incitatif qui crée la possibilité de faire de la recherche ou de réaliser des projets tests ne sont que quelques éléments qui seront nécessaires. Une connaissance approfondie des aspects techniques et financiers devraient être à la base de l'élaboration du cadre.

L'étude reprend dès lors différents axes d'approche pour analyser les obstacles à la géothermie profonde en Wallonie, représentés par les 5 missions suivantes :

1. Déterminer le cadre juridique
2. Etudier les risques potentiels
3. Etudier le « Risk mitigation »
4. Etudier le cadre incitatif
5. Etudier l'image défavorable de l'approche de la géothermie profonde.

Pour chacune de ces missions, les objectifs principaux sont :

- l'identification de l'obstacle ;
- l'analyse de l'obstacle ;
- de premières propositions pour surmonter l'obstacle.

La présente étude doit alors être considérée comme un point de départ dans la création d'un cadre propre à la géothermie profonde en Région Wallonne dans lequel le développement peut avoir lieu et être stimulé.

2 LA GÉOTHERMIE : DÉFINITION ET CLASSIFICATION

La directive Européenne du 23 avril 2009 relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables (2009/28/CE), définit l'énergie géothermique comme « l'énergie emmagasinée sous forme de chaleur sous la surface de la terre solide ». Cette définition fixe bien le cadre, mais est assez large et générale. Dans la pratique, de grandes différences existent parmi les projets de géothermie et rendent dès lors une classification de ces projets nécessaire.

La classification des projets géothermiques peut se faire selon différents paramètres, notamment selon la manière d'utiliser la géothermie, la température du fluide, la profondeur ou encore la géologie du sous-sol. Chaque paramètre donne lieu à des classifications différentes. En outre, selon les seuils choisis pour le paramètre, différentes classifications sur base d'un même paramètre sont possibles. Nous rencontrons dès lors de nombreuses classifications différentes utilisées selon le pays et/ou l'organisation.

Paramètres de classification

Utilisation directe ou indirecte

Une première classification des projets impliquant la géothermie se fait selon l'utilisation de l'énergie géothermique. Lorsque la température du fluide est suffisamment élevée, l'énergie peut être utilisée en direct. Selon la température, elle sera utilisée pour la production de chaleur distribuée par un réseau de chaleur ou, à partir de minimum 90 °C, pour la production d'électricité. Lorsque la température du fluide n'est pas suffisamment élevée, seule une utilisation indirecte est possible. Ceci implique l'intervention de pompes à chaleur afin de rendre la géothermie utilisable. Les utilisations directes ne nécessitent donc pas de pompes à chaleur mais utilisent la géothermie en tant que telle.

Température du fluide

L'utilisation de la géothermie étant déterminée par la température du fluide extraite du sous-sol, la température du fluide est un paramètre qui lui-même est aussi souvent utilisé pour catégoriser des projets de géothermie. On distingue souvent entre très basse, basse, moyenne et haute température. Le lien avec l'utilisation est le suivante :

- très basse température → pompes à chaleur ;
- basse température → réseaux de chaleur ;
- moyenne température → réseaux de chaleur ou production d'électricité en utilisant un fluide intermédiaire ;
- haute température → géothermie ayant recours à une production d'électricité sans fluide intermédiaire

Parfois les termes « énergie » et « enthalpie » sont utilisés. En pratique ces termes sont considérés comme synonymes pour la température et on retrouve ces trois termes souvent l'un à côté de l'autre.

Profondeur

Un autre paramètre qui détermine également beaucoup les caractéristiques d'un projet de géothermie est la profondeur à laquelle la chaleur est extraite. Prenons un projet où la chaleur est extraite à 50 m de profondeur (comme dans le cas des pompes à chaleur) vs un projet où on descend jusqu'à plusieurs kilomètres dans le sous-sol. On comprend directement qu'il s'agit de projets sensiblement différents, qui sont susceptibles d'induire des incidences éventuelles différentes sur les formations

géologiques, les impacts transfrontaliers, les risques financiers etc. Ce paramètre donne dès lors suite à une classification selon la profondeur des forages.

Géologie

Un autre paramètre qui est d'importance est la géologie du sous-sol. Dans le cadre des projets géothermique d'une utilisation directe, le sous-sol aura une grande influence sur la technologie utilisée pour extraire l'énergie. Selon les propriétés hydrauliques du sous-sol une phase de stimulation peut être nécessaire. C'est notamment le cas lorsque la perméabilité est trop faible. Cette phase aura pour but d'augmenter la surface d'échange et l'efficacité des transferts thermiques.

Classifications concrètes

La **tâche 1.2** de l'étude reprend les définitions et classifications utilisées en France, en Allemagne et aux Pays-Bas. Une distinction est donnée entre la définition utilisée dans le cadre juridique et la définition utilisée par les acteurs les plus importants (experts, scientifiques) œuvrant dans le domaine. Souvent ces définitions ne correspondent pas entre elles, visant en effet un autre objectif.

En Wallonie, il n'y a à ce jour aucune définition reconnue de la géothermie profonde, ni au point de vue « juridique », ni au niveau « d'expert ».

3 CONTENU DE L'ETUDE : LA GEOTHERMIE PROFONDE

Comme le titre de l'étude l'indique, cette étude se focalisera particulièrement sur la « **géothermie profonde** ». Puisque en Wallonie cette notion n'est à ce jour pas clairement définie, il est nécessaire de définir ce catégorie de projet, objet phare de la présente étude. Il doit être remarqué que la définition de cette notion n'interfère pas nécessairement avec la définition juridique ou de classification « d'expert » qui pourrait être mise en place pour la Région wallonne. La définition de travail de la *géothermie profonde* a pour seul objectif de cibler le cadre de l'étude. Cette définition a par ailleurs été acceptée par le pouvoir adjudicateur.

La **géothermie profonde** fait référence à des projets de géothermie qui n'impliquent pas l'usage de pompes à chaleur, mais bien de projets de géothermie qui font une utilisation directe de la chaleur. Les différentes « méthodes » faisant appel à une utilisation directe de la chaleur seront donc rassemblées sous le terme général de *géothermie profonde* pour être en accordance avec le titre de l'étude.

Cette définition de travail est en accordance avec le principe de classification utilisé par le Geothermal Panel of the European Technology Platform – Renewable Heating & Cooling. Le panel fait la distinction entre la géothermie *superficielle* et la géothermie *profonde* de la manière suivante :

- < 30 °C et < 500m : géothermie superficielle. Ceci reprend les températures (enthalpie) très basses.
- entre 25-30°C et 150 °C et > 500m : géothermie pro fonde. Ceci reprend les températures (enthalpie) basses et moyennes.

Le panel stipule qu'en général la géothermie superficielle implique l'usage de pompes à chaleur. Pour la géothermie profonde, le panel réfère à un usage direct de la chaleur.

Le projet « GEOFAR » (Geothermal Finance and Awareness in European Regions), financé par le programme de la Commission Européenne IEE «Intelligent Energy Europe», fait également mention de la définition suivante : « la géothermie profonde, c'est-à-dire l'utilisation directe pour la production de chaleur, mais également pour la production d'électricité ou encore la cogénération »
[p.3 *Instruments financiers dédiés aux projets de géothermie profonde*]

4 LES TECHNOLOGIES UTILISEES DANS LA GEOTHERMIE PROFONDE

Suite au regain d'intérêts depuis quelques années pour la géothermie profonde, de nombreux programmes de recherche et développement se sont développés afin d'optimiser l'exploitation de cette ressource. Il en ressort que de nombreuses formes différentes de géothermie profonde ont vu le jour. Les distinctions entre les technologies se basent sur la forme d'énergie recherchée (chaleur, électricité ou une combinaison des deux) et sur les caractéristiques géologiques du réservoir.

D'une manière générale, les exploitations géothermiques répondent à un schéma relativement simple comprenant (Figure 1) :

- un réservoir géologique profond, dont est extrait jusqu'à la surface un fluide grâce à un puits de production ;
- une centrale géothermique contenant différents équipements, notamment des turbines pour la production d'électricité ou des échangeurs de chaleur à plaques afin d'extraire une partie de la chaleur ;
- un/des puits de réinjections retournant le fluide géothermique partiellement refroidi généralement dans le réservoir géologique initial. Le but des réinjections est double, à la fois il permet de maintenir une pression suffisante dans le réservoir et de se débarrasser des eaux géothermales souvent corrosives et hautement minéralisées.

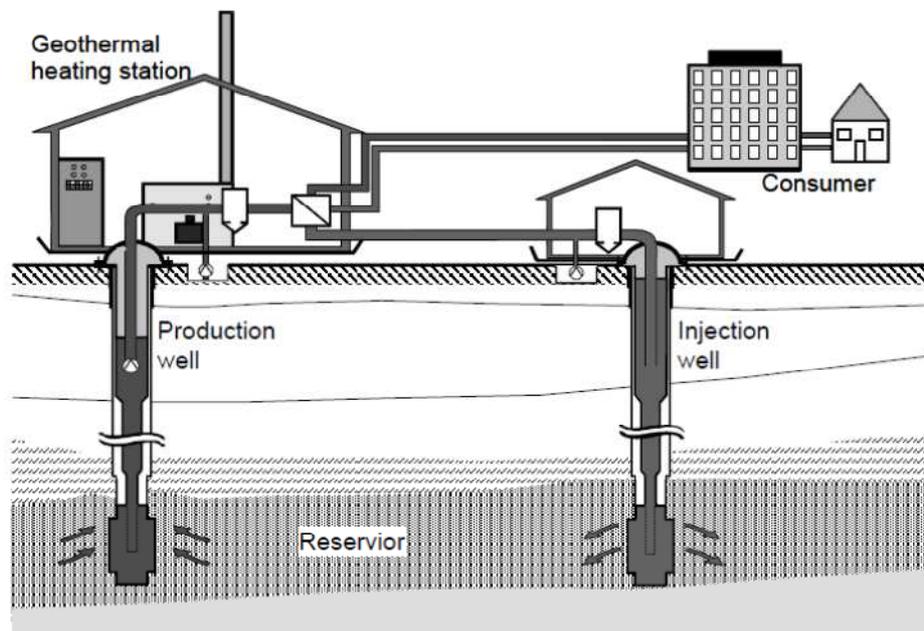


Figure 1 : Schéma de base d'une exploitation géothermique pour la chaleur (tiré de Kattschmitt et al., 2007)

Formes d'énergie

L'énergie recherchée a une grande importance sur la localisation du site d'implantation d'exploitation de la ressource géothermique, puisque pour le cas de la chaleur (eau chaude), l'exploitation doit se trouver à proximité des consommateurs. Il s'agit des industries, des réseaux de chauffage urbains et/ou de distribution d'eau chaude, des centres socio-culturels et/ou des exploitations agricoles/horticoles sous serres. La Figure 2 présente différentes formes possibles de réseaux de distribution de la chaleur vers les consommateurs.

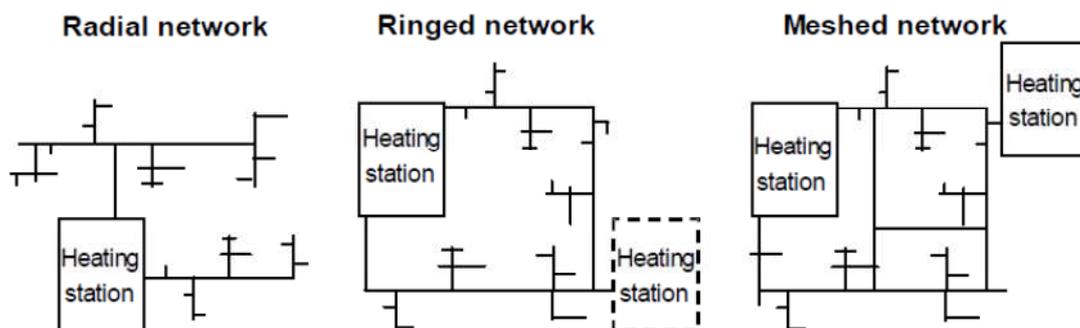


Figure 2 : Différentes formes de réseaux de distribution de chaleur partant depuis un ou des centrales géothermiques (Kattschmitt et al., 2007).

La production d'électricité grâce à la géothermie profonde offre l'avantage de pouvoir implanter les installations de production à de grandes distances du consommateur final grâce à des jonctions sur le réseau de distribution haute tension. Le choix du site est donc dans ce cas principalement dicté par la localisation de la ressource géothermique la plus intéressante. A contrario, la production d'électricité nécessite la reconnaissance et le développement d'une ressource de haute à très haute température. On estime actuellement qu'une production de ce type est économiquement rentable si le réservoir géothermique atteint une température supérieure à 150 °C et est rencontré à de faibles profondeurs. La ressource doit donc se trouver dans une région où le gradient géothermique est normal (~30 °C/km) ou au-delà de la normale.

La production d'électricité à partir de centrale géothermique « classique » peut être réalisée à partir de vapeur dite sèche extraite directement d'un réservoir géothermique (Figure 3). Cette forme de ressource est rencontrée principalement dans des zones volcaniques ou des régions où le gradient géothermique est anormalement élevé. Les avantages de cette ressource se situent dans le faible coût d'extraction puisque la vapeur sort naturellement du puits d'exploitation, dans possibilité d'injecter directement la vapeur dans les turbines et dans sa composition chimique qui entraîne peu de problèmes en surface comme la corrosion ou l'entartage des conduites. Cependant, l'expérience acquise dans l'exploitation de ce fluide a montré le risque d'une baisse rapide de la pression nécessitant d'être compensée par des réinjections importantes ou un apport d'eau.

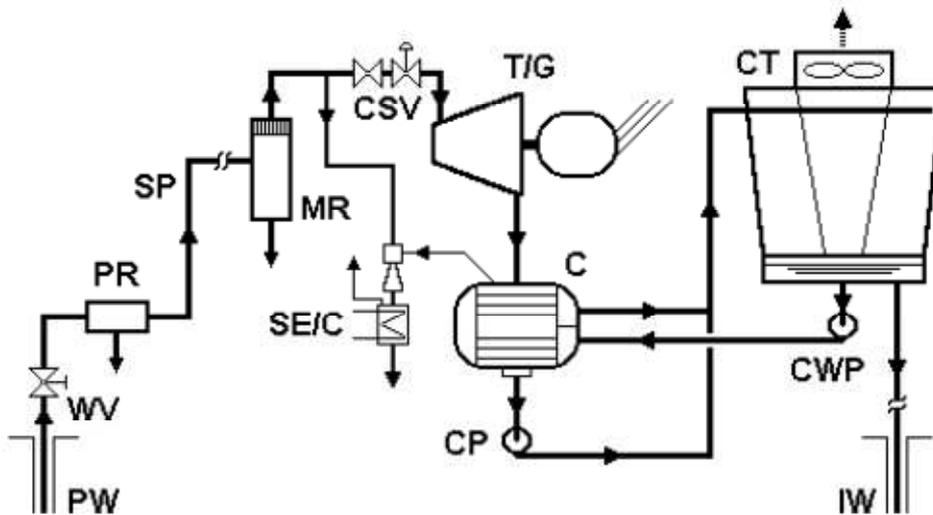


Figure 3 : Schéma simplifié d'une centrale de production d'électricité à partir de vapeur sèche (tiré de DiPippo, 1999). La signification des différentes abréviations est reprise au Tableau 1.

L'autre forme de ressource géothermique utilisée pour la production d'électricité correspond à l'extraction de fluides géothermiques dominés par la phase liquide. On estime qu'actuellement 63% de la production d'électricité géothermique est réalisée grâce à cette forme de ressource qui est plus disponible que la vapeur sèche (Yildirim Ozcan & Gokcen, 2009). Le principe de fonctionnement de ce type d'installations se base dans un premier temps sur une séparation de la phase liquide et de la vapeur. Cette dernière est directement injectée dans les turbines. La phase liquide est soit utilisée pour produire de la chaleur, soit pour produire de la vapeur (électricité) grâce à sa vaporisation dans un système de dépressurisation (flash). Deux technologies pour ce type de centrale existent, les single-flash et les double-flash en référence aux nombres de fois où une séparation de phases est réalisée. La Figure 4 présente un exemple de centrale single-flash. La différence principale par rapport aux centrales vapeur sèche se situe au niveau du séparateur de phases (cf. CS : Cyclone Separator).

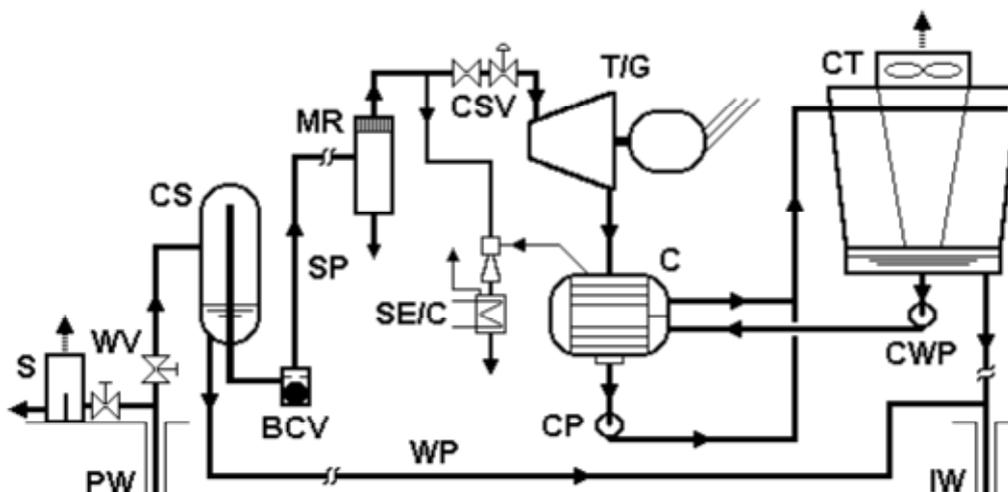


Figure 4 : Schéma simplifié d'une centrale de production d'électricité type single-flash (tiré de DiPippo, 1999)

L'évolution des technologies et notamment le développement de centrales électriques dite binaire, c'est-à-dire basée sur l'évaporation à faible température d'ébullition de fluides, permet d'exploiter des ressources moins chaudes tout en produisant de l'électricité (Figure 55). Le Service Géologique américain (USGS) considère depuis peu que des réservoirs avec une température de 90°C pourraient

être considérés comme utiles pour la production d'électricité, alors qu'auparavant une température de 150°C était considéré comme un prérequis pour la production d'électricité. La rentabilité économique de ce type de centrales a été récemment évaluée par Frick et al. (2010).

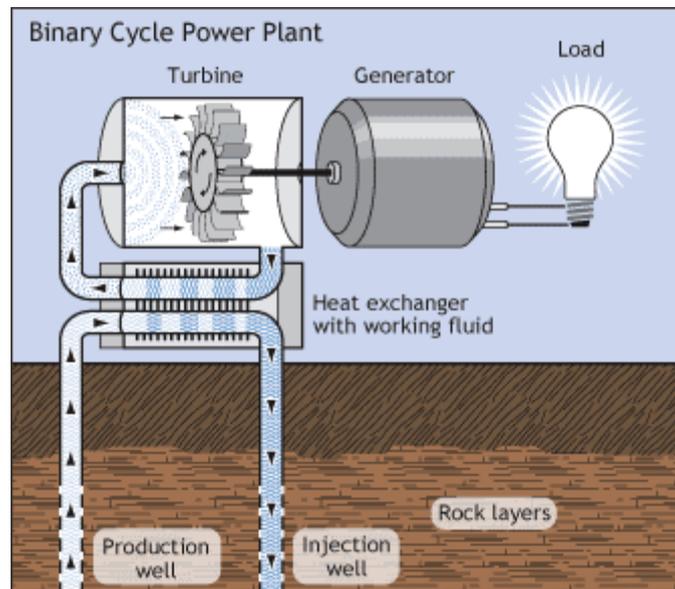


Figure 5: Schéma théorique d'une centrale géothermique binaire (tiré de U.S. Department of Energy) <http://www1.eere.energy.gov/geothermal/powerplants.html>

Tableau 1 : Signification en Anglais des abréviations utilisées dans les figures 3 et 4 (tiré de DiPippo, 1999)

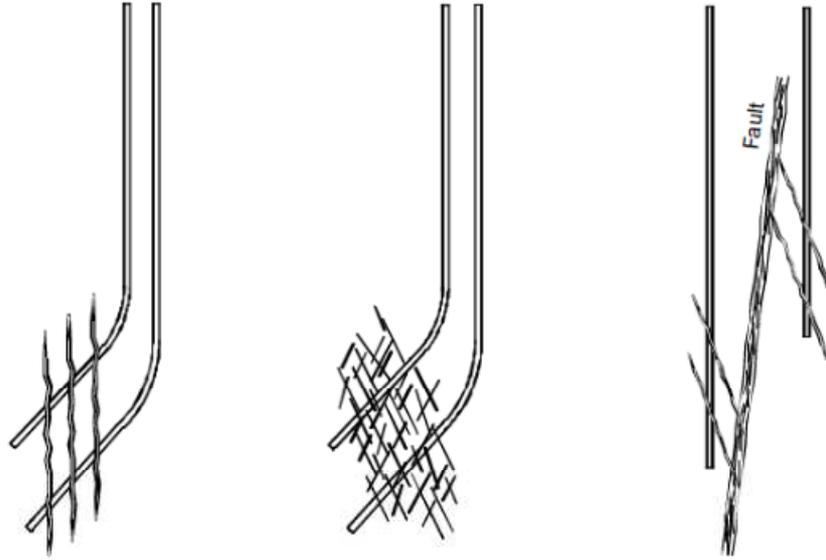
BCV	Ball Check Valve
C	Condenser
CP	Condensate Pump
CS	Cyclone Separator
CSV	Control and Stop Valve
CT	Cooling Tower
CW	Cooling Water
CWP	Cooling Water Pump
E	Evaporator
F	Flasher
FF	Final Filter
IP	Injection Pump
IW	Injection Well
M	Make-up water
MR	Moisture Remover
P	well Pump
PH	PreHeater
PW	Production Well
R	Recuperator
S	Silencer
SE/C	Steam Ejector/Condenser
SH	SuperHeater
SP	Steam Piping
SR	Sand Remover
T/G	Turbine/Generator
TV	Throttle Valve

WP	Water Piping
WV	Wellhead Valves

Influence des réservoirs sur la technologie utilisée

Il existe au moins 4 grands types de réservoirs géothermiques, à savoir :

- Les champs géothermiques observés principalement dans des formations géologiques de régions volcaniques et produisant principalement de la vapeur sèche ou des phases dominées par la vapeur. Ce type de réservoirs n'est pas rencontré en Wallonie ;
- Les aquifères chauds nécessitent deux forages l'un de production et l'autre de réinjection. Dans ce type de conditions, les réinjections sont souvent nécessaires suite à la haute minéralité des eaux produites. Les technologies utilisant ces réservoirs fonctionnent en surpression et en circuit fermé afin d'éviter les contacts entre l'eau géothermique et l'oxygène. En effet, ce dernier peut provoquer des phénomènes de précipitation de minéraux dommageables pour les installations. En Wallonie, la ressource géothermique de St Ghislain près de Mons correspond à ce type de réservoir. Ce dernier est localisé dans des formations d'anhydrite au sein des calcaires du Carbonifère ;
- Les zones fracturées sont exploitées de manière similaire aux aquifères chauds, mais il est nécessaire de prendre en compte les orientations et les pendages des fractures lors de la conception du projet et lors de la réalisation des forages. A la différence des aquifères chauds, les zones fracturées représentent souvent des réservoirs de volumes plus restreints ;
- Les roches cristallines peu perméables sont exploitées en géothermie profonde grâce à la création artificielle d'une perméabilité (stimulation) en induisant de la fracturation dans le réservoir. Ce concept est encore parfois appelé système 'Hot Dry Rock', mais actuellement la terminologie EGS, pour Enhanced ou Engineered Geothermal System, est préférée. Même si ces roches cristallines présentent une perméabilité initiale faible, elles sont néanmoins souvent associées à des fractures naturelles. Lors de la stimulation du réservoir, la présence de ces fractures naturelles peut jouer un rôle important, puisqu'une partie l'augmentation de la perméabilité peut être créée à travers ces discontinuités. La Figure 6 présente trois formes différentes d'EGS, à savoir 1) le modèle 'Los Alamos' correspond à la création d'une perméabilité par fracturation hydraulique ; 2) le concept de 'Camborne' (Cornouailles) où des fractures naturelles ont été stimulées par des injections massives d'eau et 3) le modèle de Soultz-sous-Forêts (France) qui combine la création de nouvelles fractures reliant des zones de failles naturelles.



Los Alamos

Camborne

Soultz

Figure 6 :Trois exemples de système EGS (tiré de Kattschmidt et al., 2007)

5 LA GEOTHERMIE PROFONDE DANS LE MONDE ET EN EUROPE

Le graphique ci-dessous montre le recours au géothermie profonde au monde. La différence est faite entre la production d'électricité et l'utilisation directe de chaleur :

Tableau 2 : Géothermie profonde au monde (tiré de Bertani, Lund et al., proceedings WGC2010)

Year	2000	2005	2010
	Power generation		
Installed capacity (MWe)	7.970	8.930	10.710
Power production (GWh/yr)	49.261	55.709	67.246
Countries	21	23	24
	Direct use		
Installed capacity (MWth)	15.140	28.270	50.580
Energy use (GWh/yr)	53	76	122
Countries	58	72	78

Le premier kWh d'électricité 'géothermique' a été produit à Lardarello en Italie en 1905. En 2010, la capacité totale installée électrique est de plus de 1.000 MWe, ce qui est équivalent à 10 grandes centrales de charbon ou nucléaire.

Dans l'Union européenne, les applications liées à des utilisations directes de chaleur géothermique sont largement diffusées: 18 pays sur 27 utilisent de la basse et moyenne énergie géothermique. La chaleur dégagée par combinée chaleur-électricité installations représente un faible pourcentage. Les premières centrales de production d'électricité sur base de températures basses et les systèmes EGS sont actuellement en cours d'installation. Le graphique ci-dessous montre l'évolution de la capacité thermique installée dans l'Union Européenne.

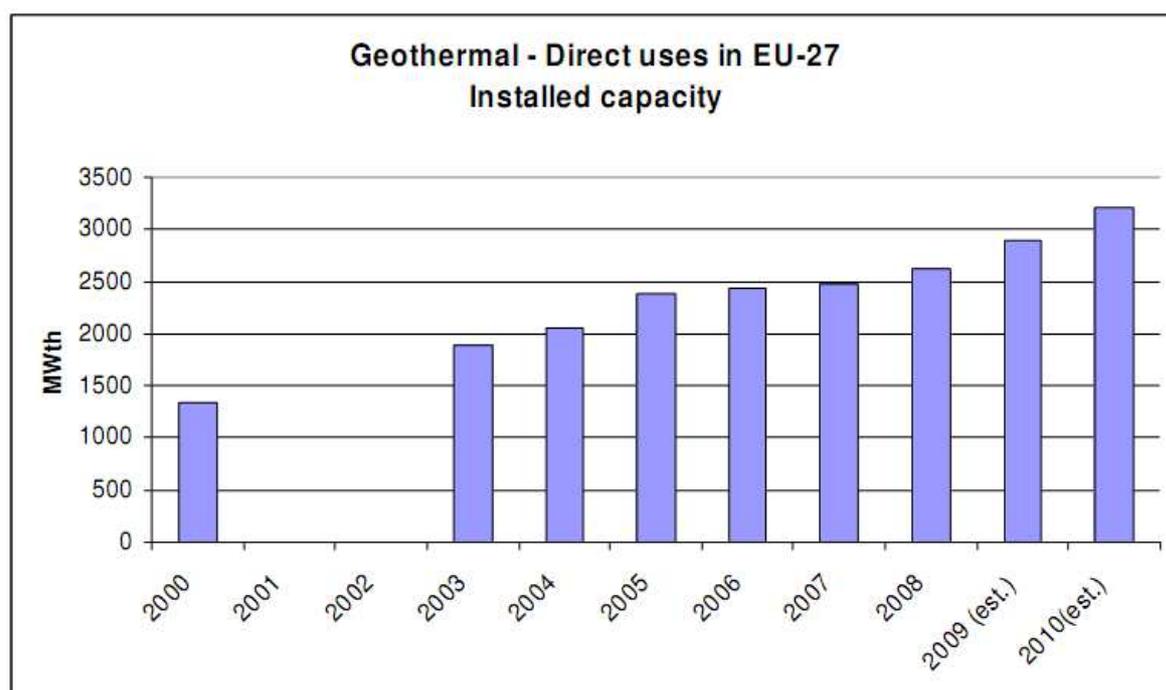


Figure 7 : Capacité installée totale pour l'utilisation directe de géothermie dans l'Union Européenne (tiré de Vision 2020-2030, ETP-RHC)

La figure ci-dessous donne une image des ressources géothermiques en Europe

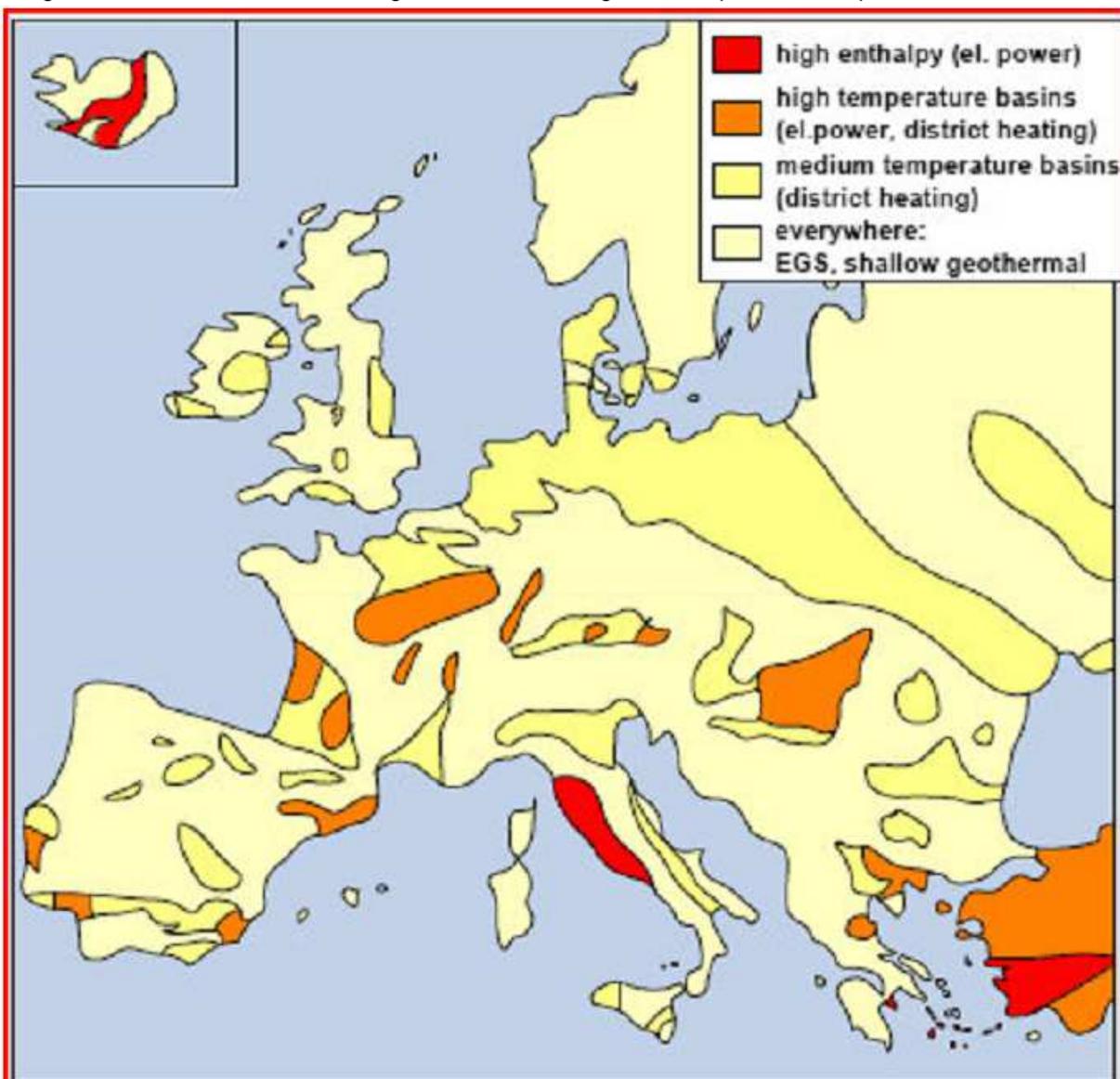


Figure 8 : Ressources géothermiques en Europe (tiré de Vision 2020-2030, ETP-RHC)

Quelques acteurs clés au sujet de la géothermie (profonde) en Europe sont:

- EGEN European Geothermal Energy Council (www.egen.org)
- ETP-RHC Geothermal Panel of the European Technology Platform – Renewable Heating & Cooling (<http://www.rhc-platform.org>)
- EERA JPGE European Energy Research Alliance Joint Program on Geothermal Energy (<http://www.eera-set.eu/home>)

PARTIE II : DETERMINER LE CADRE JURIDIQUE

6 INTRODUCTION

Le premier volet de l'étude s'articulera autour de trois tâches ayant pour objectif de mettre en évidence le cadre législatif en vigueur actuellement en Wallonie en matière de géothermie profonde, d'en évaluer les failles et faiblesses, et d'ainsi identifier les possibilités et actions à prendre au niveau du cadre juridique pour rendre possible, mais surtout, pour garantir un contrôle optimal de la mise en œuvre des projets de géothermie profonde en Région Wallonne.

Ce cadre doit pouvoir stimuler la mise en œuvre de projets de géothermie profonde tout en limitant et contrôlant les incidences négatives possibles liées à la mise en œuvre de tels projets.

De plus, le projet GEOFAR (Geothermal Finance and Awareness in European Regions), réalisé dans le cadre du programme de l'UE "Intelligent Energy Europe", donne dans son rapport « Non-technical barriers and the respective situation of the geothermal energy sector in selected countries », la synthèse suivante des barrières non-techniques par rapport à la législation et les règlements.

Legislative and regulative barriers
Equivocal legislation (mining laws, environmental, ...)
Complexity of administrative procedures and total administrative times
Lack of geothermal energy definition
Problems with ownership of the resource

Ces différentes barrières seront abordées dans le cadre de ce chapitre.

Dans la première tâche, le cadre législatif lié à la géothermie, et particulièrement à la géothermie profonde, en vigueur actuellement en Wallonie sera identifié et analysé.

Puisqu'à l'heure actuelle, aucune législation wallonne propre aux projets de géothermie profonde n'est clairement définie, les dispositions qui valent pour :

1. les activités et installations composant un projet de géothermie profonde
2. les projets qui ont beaucoup d'éléments communs avec les projets de géothermie profonde : ex. les projets miniers

seront déterminées.

La deuxième tâche visera à analyser le cadre juridique en place pour la géothermie profonde dans d'autres pays et régions. Nous nous focalisons sur quelques pays dans lesquels la géothermie profonde est déjà plus développée qu'en Région Wallonne, comme la France, l'Allemagne et les Pays-Bas. Nous jetons également un coup d'œil à la Région Flamande, une région également en voie de se préparer pour la géothermie profonde.

Ces deux tâches nous permettront d'avoir une bonne vue des divergences entre la législation wallonne et les législations établies dans d'autres pays. Sur base des points faibles ou inexistantes en matière de géothermie dans la législation wallonne ainsi identifiés, une réflexion conceptuelle sur une législation wallonne propre à la géothermie en vigueur est menée.

7 TÂCHE 1.1 : ANALYSE DE LA SITUATION JURIDIQUE ACTUELLE EN RÉGION WALLONNE

7.1 INTRODUCTION

En Région Wallonne, les Codes wallons composent les grands axes de la législation wallonne. On y retrouve notamment le **Code du droit de l'environnement** (Livre Ier et Livre II contenant le **Code de l'Eau**), le **Code Wallon de l'Aménagement du Territoire, de l'Urbanisme, du Patrimoine et de l'Energie (CWATUPE)** et le **Code du Logement**.

Ces codes sont traduits (mis en application, modifiés) par des décrets, des arrêtés du gouvernement wallon (AGW) et/ou arrêtés ministériels.

Certains outils législatifs ont une approche plus « transversale », posant un cadre légal qui concerne plusieurs thématiques/activités, comme par exemple le décret du 11 mars 1999 relatif au permis d'environnement.

D'autres ont une portée plus « verticale » mettant en place un cadre spécifique pour une catégorie d'activités et/ou d'installations particulière, comme par exemple les thématiques des déchets ou de l'eau, pour lesquelles on retrouve alors des décrets et arrêtés fixant un cadre ou des conditions spécifiques à cette catégorie.

En ce qui concerne précisément la **géothermie profonde**, le constat est le suivant : il n'y a actuellement pas de cadre spécifique élaboré particulièrement pour cette thématique en Wallonie, similaire à ce qui est élaboré chez nos voisins européens par exemple. Il n'y a actuellement presque aucune référence directe à la géothermie (profonde) dans toute la législation wallonne.

Toutefois, la législation environnementale wallonne en vigueur reprend mention, par endroits, à la géothermie (ex. mentionné dans l'arrêté du 30 novembre 2006 « relatif à la promotion de l'électricité produite au moyen de sources d'énergie renouvelable ou de cogénération » ou encore dans la liste des activités classées sous l'activité « forage ou sondage pour un usage géothermique », mais pas beaucoup plus que cela.

Cela ne veut évidemment pas dire qu'il y n'a pas de législation d'application, mais une recherche approfondie est donc nécessaire pour chaque projet de géothermie profonde afin d'identifier les différentes obligations et conditions d'application en vigueur.

Dans le cadre de ce chapitre, il est dès lors proposé d'analyser plus en détails la législation wallonne en vigueur pour identifier ce qui constitue(ra)it le cadre légal pour la mise en œuvre de tel projets de géothermie profonde.

Différentes techniques ou méthodologies peuvent être reconnues en matière de géothermie profonde. Toutefois, il ressort qu'il n'y a qu'une dizaine d'**activités clés** pour ce type de projets selon les différents systèmes de géothermie profonde et leurs variantes. Suite à cette constatation, cela revient à une analyse des activités clés suivantes, liées à la mise en œuvre de projets de géothermie :

- Forage
- La stimulation du réservoir géothermique
- Prise d'eau
- Réinjection d'eau
- Décharge d'eau

- Production d'électricité
- Production de chaleur
- Distribution de chaleur
- Distribution d'électricité

Au vu de ces activités principales liées à la mise en œuvre d'un projet de géothermie, il est proposé que l'analyse de la législation wallonne en vigueur s'axe sur :

- une analyse de la **législation environnementale** (Code de l'environnement et ses décrets et arrêtés) et de la **législation urbanistique** (CWATUPE et ses décrets et arrêtés)

En générale, pour la mise en œuvre / l'exploitation d'un projet (via le permis d'environnement ou le permis unique), il est nécessaire de détailler et d'analyser chaque composante de celui-ci (activité et installation classée) afin d'analyser la législation d'application pour ces activités et installations. En ce qui concerne la législation environnementale, l'**Arrêté du Gouvernement wallon du 4 juillet 2002 arrêtant la liste des projets soumis à étude d'incidences et des installations et activités classées (M.B. 21.09.2002 - err. 04.10.2002)** est le point de départ pour identifier les obligations environnementales.

Cette approche visera à décomposer le projet de géothermie profonde selon les différentes activités et installations principales qui le composent, en identifiant si ces activités sont classées au sens de l'AGW du 4 juillet 2002. Les obligations qui en découlent seront également analysées.

- une analyse de la **législation minière**.

Cette approche est valable puisque l'extraction de chaleur du sous-sol peut être considérée, tout comme l'extraction de la houille, des minéraux, des hydro-carburants, comme une exploitation des biens et services du sous-sol. Nous constatons en effet que dans d'autres pays (voir **tâche 1.2**), la géothermie profonde tombe explicitement sous la législation minière.

Dans cette tâche nous analyserons la législation wallonne donc selon l'approche dite des « activités classées » composant les projets de géothermie profonde, et ensuite selon l'approche dite « législation minière ».

7.2 APPROCHE DES « ACTIVITÉS CLASSÉES »

Dans cette approche nous analysons principalement les dispositions qui relèvent de la législation environnementale et de la législation urbanistique. Dans l'analyse, les points faibles de la législation seront identifiés et des modifications seront proposées.

Pour cette analyse, les personnes suivantes ont été contactées :

- M. Roland Masset, Direction des eaux souterraines
- M. Pacyna Daniel, vice-directeur de la Direction des Risques industriels, géologiques et miniers
- Mme Marine Nihant, première attachée Direction des Eaux souterraines
- M. Guillaume Fallon, Facilitateur pompes à chaleur

7.2.1 La législation environnementale

Les outils législatifs qui ont été consultés dans le cadre de la présente tâche sont notamment :

- le Code du Droit de l'Environnement (Livre 1er : Dispositions communes et générales et Livre 2 : Code de l'Eau)
- le Décret du 11 mars 1999 relatif au permis d'environnement
- l'Arrêté du GW du 4 juillet 2002 arrêtant la liste des projets soumis à étude d'incidences et des installations et activités classées
- l'Arrêté du GW du 4 juillet 2002 relatif à la procédure et à diverses mesures d'exécution du décret du 11 mars 1999 relatif au permis d'environnement
- l'Arrêté du GW du 4 juillet 2002 fixant les conditions générales d'exploitation des établissements visés par le décret du 11 mars 1999 relatif au permis d'environnement.

Les personnes qui ont, entre autres, été consultées dans le cadre de cette tâche sont :

- Monsieur Roland Masset, Direction des Eaux souterraines, SPW
- Madame Marine Nihant, première attachée de la Direction des Eaux souterraines, SPW.
- Madame Vanesse De Wilde, Elia Asset SA

Le Code de l'Environnement est la législation cadre relative à l'environnement en Région Wallonne. Un élément clé dans cette législation est le permis d'environnement. Ce permis existe depuis le 1^{er} octobre 2002, au moment où le permis unique est entré en vigueur. Avant cette date, le permis d'environnement était un permis d'exploitation.

Chaque activité et/ou installation qui peut avoir un impact sur l'environnement et qui est de première ou deuxième classe doit avoir un permis d'environnement. Sans permis, l'exploitant ne peut pas exploiter, déplacer, transformer ou étendre un établissement de classe 1 ou 2 pour une durée et à des conditions déterminées. La classe d'une certaine activité et/ou installation peut être retrouvée dans la liste des projets soumis à étude d'incidences et des installations et activités classées (Cf. AGW du 4 juillet 2002). Cette liste reprend différentes rubriques regroupant les activités et/ou installations par secteur. Si l'activité est de classe 1, une étude d'incidences sur l'environnement (EIE) doit être réalisée dans le cadre de la demande de permis. Pour les activités qui ne sont pas de classe 1, une EIE peut être exigée au cas par cas selon l'appréciation des autorités. Une notice environnementale devra accompagner la demande de permis de classe 2 y associée. Celle-ci vise une évaluation plus succincte (que celle comprise dans une EIE) des effets prévisibles du projet sur l'environnement (cette notice est désormais incorporée dans le formulaire de demande de permis de classe 2).

Il est proposé ci-dessous d'analyser tout d'abord si pour un projet de géothermie profonde, les activités et installations-clés qui le composent se retrouvent dans cette liste d'installations et activités classées.

Sur base de la connaissance des rubriques et des classes respectives des activités et installations, il est possible d'identifier les différentes conditions générales et sectorielles reprises dans les différents Arrêtés du Gouvernement Wallon.

7.2.1.1 Analyse par activité

Dans ce qui suit, les dispositions d'application sont analysées par activité-clé composant généralement un projet de géothermie profonde.

7.2.1.1.1 Le forage

Activité	Rubrique	Classe (EIE)	Conditions sectorielles	Procédure permis
Forage	45.12.01. opération de forage ou de sondage pour le stockage des déchets nucléaires ou pour un usage géothermique	2	Inexistantes à l'heure actuelle En élaboration : 45.12.01 forage et équipement de puits pour sondes géothermique (prévu 2012)	Annexe XVIII « opérations de forage et de sondage » → distinction entre usage « prise d'eau » et « usage géothermique sans prise d'eau »
	45.12.02. opération de forage ou de sondage ayant pour but l'exploitation future d'une prise d'eau	2	En élaboration : 45.12.02 forage et équipement de puits destinés à une future prise d'eau souterraine (prévu 2011)	
Forage prospection	74.30.03 Essais et analyses techniques: Forage géologique (prospection, piézomètre et test de pompage)	3	/	

La rubrique 45.12.01 mentionne un usage géothermique sans faire référence à une prise d'eau, tandis que la rubrique 45.12.02 ne mentionne pas l'usage géothermique mais bien une exploitation future d'une prise d'eau. Cette formulation peut prêter à confusion ; par exemple, sous quelle rubrique une opération de forage tombe-t-elle pour un usage géothermique qui nécessite un usage de l'eau ?

Dans l'annexe XVIII « Opérations de forage et de sondage » de l'AGW du 4 juillet 2002 relatif à la procédure et à diverses mesures d'exécution du décret du 11 mars 1999 relatif au permis d'environnement, la distinction est clairement faite entre un usage de « prise d'eau » et un usage « géothermique sans prise d'eau ». Suite à un contact avec Mr Roland Masset, Direction des Eaux souterraines, il ressort qu'en effet la rubrique 45.12.01 est prévue pour les sondes géothermiques et donc la géothermie sans prise d'eau, tandis que la rubrique 45.12.02 est prévue pour la géothermie avec prise d'eau.

Pour éviter toute confusion, il faudrait mieux préciser la rubrique 45.12.01 (mention d'usage géothermique sans prise d'eau ou de sondes géothermiques). Selon Mr Roland Masset, il est prévu de modifier la rubrique. Les titres des conditions sectorielles en élaboration mettent en effet déjà plus en évidence la distinction entre puits avec ou sans prise d'eau.

En tous cas, le forage nécessaire à la réalisation d'un projet de géothermie sera toujours de **classe 2**.

Actuellement, des conditions sectorielles relatives à l'opération de forage n'existent pas, mais sont en cours d'élaboration. Ces conditions sectorielles seront principalement basées sur les standards françaises (Cf. § 8.2.6) et un standard suisse à ce sujet. Une adaptation pour la Région Wallonne sera faite et doit mener à des conditions sectorielles assez générales puisqu'elles reprendront des obligations pour tout projet, peu importe la profondeur de celui-ci. Des conditions spécifiques peuvent toujours être imposées dans le permis.

Les conditions sectorielles pour l'opération de forage et l'équipement de puits destiné à une future prise d'eau souterraine sont actuellement au cabinet du Ministre de l'Environnement et seront ensuite discutées avec le secteur (foreurs, compagnies d'eau).

Notons que l'élaboration des conditions sectorielles est une approche différente que la normalisation. En Belgique les standards ont un caractère volontaire, bien que lors d'un procès le juge s'appuiera dans sa décision sur le respect ou non de ces standards. Les conditions sectorielles ont, elles, un caractère obligatoire qui ne peut être remis en question, et un contrôle du respect de ces conditions sectorielles est effectué. De plus, des différences existent dans la procédure d'élaboration même des standards : les autorités seront l'acteur principal dans l'élaboration des conditions sectorielles, mais ne constitueront qu'une partie décisionnaire pour l'élaboration des standards.

Dans le cadre d'un usage futur de l'eau, les procédures (Cf. l'annexe XVIII) prévoient la possibilité d'octroyer un permis d'environnement d'une durée limitée pour réaliser des **pompages d'essai** (tests-pilotes) nécessaires (durée n'excédant pas 12 mois). Dans ces 12 mois, le forage et les pompages d'essai doivent donc être effectués. Ensuite, sur base des résultats des tests réalisés, le permis d'environnement peut être accordé pour une durée de 20 ans, si les résultats scientifiques du test sont satisfaisants.

La possibilité de d'abord autoriser le pompage d'essai est utile autant pour les autorités que pour l'exploitant futur. En effet, par le pompage d'essai, différentes caractéristiques du puits, de la nappe souterraine et des impacts éventuels de la prise d'eau peuvent être analysés (rayon d'influence, ...) avant d'autoriser la prise d'eau pour 20 ans. Sur base des résultats, l'exploitant et les autorités peuvent prendre une décision bien fondée en ce qui concerne l'exploitation visée, et des conditions spécifiques peuvent être exigées. Pendant la durée du permis provisoire pour le pompage d'essai, l'exploitant peut préparer le dossier complet pour la demande du permis d'environnement de ses activités et installations classées qui suivent le forage.

Dans le cadre d'un projet de géothermie plus précisément, la réalisation d'un forage de plusieurs kilomètres de profondeur est un processus long pouvant entraîner des problèmes d'ordre technique. Il y a donc une forte probabilité qu'une période de 12 mois pour la réalisation de l'ouvrage et des test-pilotes soit trop courte. La législation devrait alors prévoir qu'une durée de plus de 12 mois soit possible pour de tels projets, ou qu'un renouvellement de permis soit facilement obtenu, voir automatiquement après la délivrance d'un rapport sur l'état d'avancement et les difficultés rencontrées, avant que le permis définitif ne doive être délivré.

De plus, 20 ans pour l'exploitation d'un puits géothermique est une courte période pour la rentabilité d'un projet de géothermie. Bien qu'un renouvellement de permis soit possible après 20 ans selon la législation environnementale, l'investisseur du projet souhaitera probablement plus de garanties par rapport à la période d'exploration octroyée, pour que la rentabilité de son projet soit assurée.

Il est clair que dans le cadre de la construction des puits nécessaires à la géothermie profonde allant jusqu'à plusieurs kilomètres de profondeur, une très bonne préparation avant tout forage et pompage

d'essai est impérative. D'un point de vue technique et scientifique, la phase d'exploration et de (pré)-faisabilité d'un projet de géothermie est donc cruciale. Celle-ci est décrite plus en détails dans la **tâche 3.1** de la présente étude.

Une opération de forage ne requière pas la réalisation d'une étude d'incidences sur l'environnement (EIE).

Une autre rubrique réfère également à l'activité de forage, notamment la rubrique 74.30.03 « Essais et analyses techniques: Forage géologique (prospection, piézomètre et test de pompage) ». Cette rubrique est de classe 3 (procédure de notification et non de permis environnemental). Dans la pratique, cette rubrique sera notamment couverte pour les projets de géothermie profonde par les rubriques 45.12.01. et 45.12.02 qui sont de classe 2.

7.2.1.1.2 La stimulation du réservoir géothermique

Activité	Rubrique	Classe (EIE)	Conditions sectorielles	Procédure permis
Stimulation du réservoir géothermique	/	/	/	/

Dans le cadre d'un projet EGS, une activité clé est la stimulation du réservoir géothermique par l'injection d'un fluide afin de créer de nouvelles fractures dans les roches ou de stimuler les fractures existantes dans ces roches.

Ce fluide est généralement de l'eau, mais peut également être une solution acide (cf. **tâche 2.5**).

Une rubrique qui fait référence à cette activité ne figure pas dans la liste, ni en tant que telle, ni reprise d'une manière indirecte dans une autre rubrique. Néanmoins, l'importance de cette activité en ce qui concerne son impact possible sur l'environnement ne peut pas être négligée. Dans la tâche 2.2 l'impact de cette activité est discuté en détail.

La seule disposition qui peut éventuellement être liée à l'activité d'injection d'eau se trouve dans l'article D. 170 du code de l'eau :

Par dérogation à l'article 23, §3, 11°, peuvent être soumis à permis d'environnement ou à déclaration suivant les règles prévues par le décret du 11 mars 1999 relatif au permis d'environnement:

2° l'injection d'eau contenant des substances résultant d'opérations de prospection et d'extraction d'hydrocarbures ou d'activités minières et **l'injection d'eau pour des raisons techniques**, dans les strates géologiques d'où les hydrocarbures ou **autres substances** ont été extraits ou **dans les strates géologiques que la nature rend en permanence impropres à d'autres utilisations;**

L'article 23 : En vue d'atteindre les objectifs fixés [...], l'autorité de bassin établit un programme de mesures pour chaque bassin hydrographique wallon. Chaque programme comprend au minimum: 11° l'interdiction du rejet direct de polluants dans les eaux souterraines;

Il est proposé d'introduire une nouvelle rubrique dans la liste des activités classées afin de reprendre cette phase de stimulation du réservoir géothermique. Des sous-rubriques pourraient être mises en

place qui offriraient une distinction de la méthode utilisée (ce: fracturation hydraulique avec de l'eau ou d'autres méthodes, comme l'injection d'acide). La nomination concrète de la rubrique et des sous-rubriques et les éventuelles conditions sectorielles devraient selon nous être définies et dressées en étroite collaboration avec le secteur. Selon nous cette activité devrait être de la classe 1.

7.2.1.1.3 La prise d'eau

Activité	Rubrique	Classe (EIE)	Conditions sectorielles	Procédure permis
Prise d'eau	41.00.03 Installation pour la ou les prise(s) d'eau et/ou le traitement des eaux souterraines non potabilisables et non destinées à la consommation humaine		Arrêtés du GW du 12 février 2009 : • les conditions sectorielles (classe 1 et 2) - MB 25/3/09 • les conditions intégrales (classe 3) - MB 12/3/09	Annexe III « Formulaire relatif aux prises d'eau »
	41.00.03.01 d'une capacité de prise d'eau et/ou de traitement inférieure ou égale à 10 m ³ /jour et à 3 000 m ³ /an	3	Conditions générales (AGW du 4 juillet 2002)	
	41.00.03.02 d'une capacité de prise d'eau et/ou de traitement supérieure à 10 m ³ /jour et à 3 000 m ³ /an et inférieure ou égale à 10 000 000 m ³ /an	2		
	41.00.03.03 d'une capacité de prise d'eau et/ou de traitement de plus de 10 000 000 m ³ /an	1 (EIE)		

Une capacité de 10 000 000 m³/an correspond à une prise d'eau de 1157 m³/h. Afin d'avoir une idée des seuils repris dans les rubriques, notons par exemple le projet de VITO, Balmatt, un débit de plus ou moins 450 m³/h est estimé. Ceci voudrait dire que ce projet serait de la classe 2 et serait encore loin du seuil de 1157 m³/h. Du tableau récapitulatif des projets de géothermie profonde existants repris dans la tâche 2.1, il ressort que le projet Allemand « Unterhächling », a le débit le plus élevé, notamment 150 l/s. Ceci correspond à 540 m³/h, qui est toujours loin du seuil de 1157 m³/h. En général, les projets de géothermie profonde appartiendront donc à la rubrique 41.00.03.02 et seront de la **classe 2** en ce qui concerne la prise d'eau.

Logiquement, l'annexe III « Formulaire relatif aux prises d'eau » de l'AGW du 4 juillet 2002 relatif à la procédure et à diverses mesures d'exécution du décret du 11 mars 1999 relatif au permis

d'environnement fait également référence au pompage d'essai d'une durée n'excédant pas douze mois.

Pour cette rubrique, les conditions sectorielles sont décrites dans l'AGW du 12 février 2009 « Arrêté du Gouvernement Wallon déterminant les conditions sectorielles relatives aux installations pour la ou les prise(s) d'eau et/ou le traitement des eaux souterraines potabilisables ou destinées à la consommation humaine et aux installations pour la ou les prise(s) d'eau et/ou le traitement des eaux souterraines non potabilisables et non destinées à la consommation humaine et modifiant l'arrêté du Gouvernement wallon du 4 juillet 2002 relatif à la procédure et à diverses mesures d'exécution du décret du 11 mars 1999 relatif au permis d'environnement (M.B. du 25/03/2009) » Dans ces conditions, il n'y a pas de particularités pour un projet de géothermie.

L'article 11. du CHAPITRE V, Section 2. - Prises d'eau de l'AGW du 4 juillet 2002 fixant les conditions générales d'exploitation des établissements visés par le décret du 11 mars 1999 relatif au permis d'environnement, stipule que

« les prises d'eau respectent les conditions suivantes :

- la **qualité** de l'eau de la nappe aquifère est préservée;
- la **quantité** totale d'eau prélevée dans une nappe aquifère ne dépasse, ni le volume annuel moyen de l'alimentation naturelle de ladite nappe, ni un volume garantissant à tout moment le débit d'étiage des cours d'eau alimentés par ladite nappe;
- la **sécurité** des personnes et des biens n'est pas affectée par les modifications apportées à la nappe aquifère.

Par dérogation à l'alinéa 1er, 2°, les conditions particulières peuvent, dans des circonstances exceptionnelles et pour une durée limitée, permettre un dépassement déterminé du débit autorisé. »

En ce qui concerne la condition générale qui indique que la **qualité** de l'eau de la nappe aquifère doit être préservée, la question se pose si cette condition pourra être (considérée comme) respectée par des projets de géothermie profonde. En effet, la composition des eaux géothermiques (comme définie dans le glossaire) va changer au cours du temps, suite à des injections d'eau de surface par exemple, et à cause des phénomènes de précipitation liés aux circulations et aux changements de température de la nappe géothermique. Un respect total et sans réserve de la condition nous semble donc difficile. Mais la question qui devrait selon nous être posée est dans quelle mesure une préservation totale de la qualité des eaux géothermiques est nécessaire.

Remarquons que dans la législation la distinction n'est pas faite entre les eaux souterraines qui servent à une consommation humaine (éventuelle) et des nappes qui ne sont et seront jamais utilisées pour la consommation humaine, dont les *nappes géothermiques*. Une distinction entre les eaux souterraines destinées (ou susceptibles d'être destinées) à la consommation humaine et les eaux souterraines impropres à la consommation humaine pourrait peut-être être faite et d'autres conditions générales pourraient être mise en place pour les eaux souterraines impropres à la consommation humaine. Ainsi, les eaux géothermiques pourraient avoir des exigences un peu moins contraignantes par rapport à la préservation de la qualité des eaux. Evidemment, ceci devrait se faire sous réserve du bon respect de la Directive Cadre sur l'Eau et le cadre législatif en vigueur en matière d'eau déjà existant.

Par ailleurs, dans un projet EGS, il n'y a initialement pas de « nappe » à proprement parler. En effet, on l'a crée en injectant de l'eau, qui elle, prend la chaleur contenue dans les roches. Quelle est alors la qualité de l'eau d'une telle nappe créée et qui au cours du temps deviendra très minéralisée? Si l'eau reste dans un circuit fermé (ce qui est souhaité afin de ne pas polluer les eaux souterraines destinées à la consommation humaine ou des eaux de surface, ainsi que pour des raisons

économiques de perte de rentabilité par diminution de la pression), peut-on estimer que la condition de la préservation de la qualité est respectée ?

Un autre point par rapport à la prise d'eau provient de l'article D. 252 du Code de l'Eau §2. qui impose une contribution de prélèvement annuelle. Une exemption est prévue pour les pompes géothermiques destinés au chauffage collectif d'habitations ou de bâtiments publics. Une contribution est donc due pour des projets de géothermie produisant de l'électricité et produisant de la chaleur pas pour le chauffage collectif d'habitations ou de bâtiments publics.

Pour un prélèvement de 500m³/h ou 4 380 000 m³/an, cela revient à plus ou moins 325 000 €, ce qui est un montant non négligeable.

7.2.1.1.4 La réinjection dans l'eau souterraine

Activité	Rubrique	Classe (EIE)	Conditions sectorielles	Procédure permis
Réinjection dans l'eau souterraine	41.00.04 Installation pour la recharge ou les essais de recharge artificielle des eaux souterraines	1 (EIE)	/	Annexe VIII «Formulaire relatif aux recharges artificielles d'une nappe souterraine »

Dans un projet de géothermie profonde, la chaleur est transférée par un fluide. Ce fluide est presque exclusivement de l'eau. Puisque l'eau prélevée n'est pas utilisée en tant que telle et afin de maintenir la quantité d'eau de la nappe et de ne pas déplacer des éventuelles substances dangereuses (cf. **tâche 3.1**), l'eau est généralement réinjectée dans la nappe de laquelle elle a été prise. Ainsi un cycle fermé de courants d'eau est créé.

La réinjection peut être considérée comme une recharge des eaux souterraines et appartient dès lors à la rubrique 41.00.04. Qu'importe le débit d'injection, l'activité est de **classe 1** et nécessite donc toujours la réalisation d'une étude d'incidences sur l'environnement (EIE).

Certaines sources font mention d'un refus systématique de l'octroi d'un permis de réinjection dans l'eau souterraine par les autorités compétentes en Wallonie. Néanmoins, selon Mme Marine Nihant, première attachée de la Direction des Eaux souterraines, aucune demande de permis pour la réinjection d'eau n'a été soumise en Région Wallonne jusqu'ici. Il n'est selon elle donc pas correct de dire que la Wallonie ne permet pas cette pratique. Probablement, l'obligation d'effectuer une EIE freine les exploitants à choisir des systèmes qui nécessitent la réinjection d'eau et les pousse vers des systèmes de sondes géothermiques ou éventuellement vers un déversement de l'eau dans des eaux de surface. Evidemment, le choix d'exiger une EIE, peu importe le débit, la profondeur, ou l'utilisation de la nappe souterraine a été fait par la Région Wallonne.

Une réflexion quant à la nécessité de réaliser une étude d'incidence pour chaque projet de recharge artificielle devrait peut-être être menée.

Dans l'Arrêté du Gouvernement Wallon du 3 mars 2005 relatif au Livre II du Code de l'environnement, contenant le **Code de l'eau**, l'article R. 178. §3 sous la chapitre III - Protection des eaux souterraines et des eaux utilisées pour le captage d'eau potabilisable, section 3 Mesures générales de protection: Pollution causée par certaines substances dangereuses, il est indiqué ce qui suit :

§3. L'autorité compétente, après **enquête préalable**, peut autoriser les rejets dus à la réinjection, dans la même nappe, des eaux à **usage géothermique**, des eaux d'exhaure des mines et des carrières ou des eaux pompées lors de certains travaux de génie civil.

Ceci montre également l'ouverture pour la réinjection dans la même nappe des eaux à usage géothermique.

Egalement dans l'article D. 170 du code de l'eau il est mis :

Par dérogation à l'article 23, §3, 11° peuvent être soumis à permis d'environnement ou à déclaration suivant les règles prévues par le décret du 11 mars 1999 relatif au permis d'environnement:

*1° la réinjection dans le même aquifère d'eau utilisée à **des fins géothermiques**;*

L'article 23 :

En vue d'atteindre les objectifs fixés ... , l'autorité de bassin établit un programme de mesures pour chaque bassin hydrographique wallon. Chaque programme comprend au minimum: 7° les mesures de contrôle de la recharge et de l'augmentation artificielle des eaux souterraines; 11° l'interdiction du rejet direct de polluants dans les eaux souterraines;

Actuellement, les autorités wallonnes n'ont pas beaucoup d'expérience avec la géothermie profonde et plus précisément avec l'enquête préalable, les conditions particulières ou l'évaluation des études d'incidences sur l'environnement relatives à cette activité.

Annexe VIII « Formulaire relatif aux recharges artificielles d'une nappe souterraine » demande les renseignements suivants :

- a) une description détaillée de la technique d'infiltration projetée ;
- b) une description des mesures prévues afin d'éviter la pollution de la nappe d'eau souterraine ;
- c) l'origine de l'eau d'infiltration ;
- d) une analyse complète de l'eau de recharge et de l'eau de la nappe, permettant de juger de la compatibilité de ces eaux et de vérifier l'absence d'altération possible de l'aquifère et du sous-sol ;
- e) une étude hydrogéologique de la zone concernée par la recharge qui comprend au minimum une coupe géologique, un extrait de la carte géologique et les principales caractéristiques de la nappe faisant l'objet de la recharge ;
- f) une description et un devis estimatif des mesures proposées de protection de la nappe.

Ces renseignements sont en concordance avec l'Art. 11. de l'AGW du 4 juillet 2002 fixant les conditions générales sur les conditions des prises d'eau (voir supra : activité prise d'eau) et donne une indication importante du contenu minimal d'une EIE dans ce cadre.

D'autres éléments qui devraient selon nous être considérés dans la demande de permis / la réalisation de l'étude d'incidences sur l'environnement, est par exemple la communication possible entre les nappes superficielles et les nappes géothermiques. Cette analyse devrait s'appuyer entre autres sur des modélisations numériques hydrogéologiques reprenant le plus fidèlement possible les paramètres représentatifs du site étudié aussi pour les nappes géothermiques que les superficielles.

Ici, la même question se pose que pour la prise d'eau en ce qui concerne la gestion de la modification des caractéristiques des eaux géothermiques.

7.2.1.1.5 Le rejet d'eaux en surface

Activité	Rubrique	Classe (EIE)	Conditions sectorielles	Procédure permis
Rejet d'eaux en surface	90.10 Déversement d'eaux usées industrielles dans les eaux de surface, les égouts publics ou les collecteurs d'eaux usées		Conditions sectorielles par secteur (pas la géothermie)	Rien de spécifique
	90.10.01 Rejets supérieurs à 100 équivalent-habitants/jour ou comportant des substances dangereuses visées aux annexes Ire et VII du Livre II du Code de l'Environnement contenant le Code de l'Eau][A.G.W. 21.12.2006]	2	Conditions générales (AGW du 4 juillet 2002)	

Dans le cas où l'eau n'est pas réinjectée dans la nappe, elle devrait être déversée dans les eaux de surface. Le déversement de l'eau dans des eaux de surface est rare pour des projets de géothermie profonde qui généralement impliquent le prélèvement de l'eau *géothermique* qui est très minéralisée. Le rejet d'eaux en surface peut impliquer deux choses pour un projet de géothermie : il peut s'agir d'un système qui « vide » la nappe souterraine (uniquement pompage « out »), ou il peut s'agir d'un système qui recharge la nappe avec de l'eau autre que celle puisée. Dans les deux cas, le système sera un cycle ouvert (« *open loop* »).

Nous constatons que dans les autres pays, cette pratique n'est en général pas autorisée. En effet dans le premier cas de figure, des impacts sur le niveau d'eau dans la nappe peuvent avoir lieu et l'eau de surface pourrait être polluée par l'eau géothermique. Dans l'autre cas de figure, des questions se posent également quant à la préservation de la qualité de l'eau souterraine.

Evidemment, quand il s'agit de prélèvements d'eaux non géothermiques, mais d'eaux propres à la consommation humaine, l'impact attendu sur la qualité de l'eau de surface, dans le cas d'un rejet en surface, est moindre.

Actuellement, il peut être constaté que tous les projets de géothermie profonde récents impliquent la réinjection de l'eau dans l'eau souterraine. Seuls les projets de Saint-Ghislain et Douvrain en Wallonie

déversent l'eau dans l'eau de surface, mais la composition de l'eau prélevée est de bonne qualité et n'induit apparemment pas de problèmes de qualité de l'eau de surface.

En ce qui concerne la décharge dans les eaux de surface, l'article D.2, 42°, du Code de l'Eau définit les « eaux usées industrielles » comme des « eaux usées autres que les eaux usées domestiques et les eaux usées agricoles ». L'eau à « utilisation géothermique » peut donc être considérée comme une *eau usée industrielle* et tombe sous la rubrique 90.10.

Il n'y a pas d'annexe spécifique pour le déversement des eaux usées industrielles, mais uniquement pour les déversements des eaux usées issues des stations d'épuration publiques (Annexe IV).

Des conditions sectorielles de déversement des eaux usées existent, mais elles sont spécifiques à des secteurs particuliers et ne sont pas applicables à des projets de géothermie profonde.

Des conditions générales pour le déversement des eaux usées sont reprises dans l'AGW du 4 juillet 2002 fixant les conditions générales d'exploitation des établissements visés par le décret du 11 mars 1999 relatif au permis d'environnement (CHAPITRE V, Section 1re).

7.2.1.1.6 La production d'électricité

Activité	Rubrique	Classe (EIE)	Conditions sectorielles	Procédure permis
Production d'électricité	40.10.01 Production d'électricité		Conditions sectorielles pour les centrales thermiques et autres installations de combustion pour la production d'électricité dont la puissance installée est égale ou supérieure à 50 MWth et qui sont visée à la rubrique 40.10.01.03	Rien de spécifique
	40.10.01.03 Centrale thermique et autres installations de combustion pour la production d'électricité dont la puissance installée est égale ou supérieure à 0,1 MW thermique et inférieure à 200 MW thermiques	2	[A.G.W. du 13/11/2002]	
	40.10.01.03.02 égale ou supérieure à 200 MW thermiques	1		

Si le projet de géothermie a comme objectif de produire de l'électricité, cette activité doit également être prise en compte. La production d'électricité en tant que telle n'est pas une activité spécifique à la géothermie, dans le sens où la technologie utilisée ne diffère pas d'une installation classique qui fonctionne avec l'intermédiaire d'un fluide. Ce fluide peut être de la vapeur ou encore des fluides organiques comme utilisés dans le procédé ORC (*Organic Rankine Cycle*). Evidemment, dans un

projet de géothermie, la chaleur ne provient pas d'une combustion de combustibles, mais bien directement de la chaleur du sous-sol.

Une sous-rubrique spécifique pour les centrales géothermiques n'existe pas, tandis que des sous-rubriques spécifiques existent par exemple pour l'éolienne ou parc d'éoliennes (40.10.01.04), de même que pour la centrale hydroélectrique (40.10.01.05).

Mais une centrale géothermique peut être considérée comme une centrale thermique [une centrale thermique étant une centrale dans laquelle l'énergie électrique est produite à partir d'énergie thermique (définition Larousse) ; la géothermie étant une énergie thermique].

Les projets de géothermie profonde (Cf. **tâche 2.1** - analyse de projets existants) ont une puissance thermique ≥ 0.1 MW et < 200 MW et < 50 MW. Si on considère la centrale géothermique comme une centrale thermique, la centrale géothermique est de **classe 2**, il n'y a pas de conditions sectorielles.

La centrale géothermique n'est par conséquent pas non plus un établissement visé par la Directive 96/61/CE du Conseil du 24 septembre 1996 relative à la prévention et à la réduction intégrées de la pollution (IPPC).

7.2.1.1.7 La production de chaleur

Activité	Rubrique	Classe (EIE)	Conditions sectorielles	Procédure permis
Production de chaleur	40.30.01		Conditions sectorielles pour la production de vapeur et d'eau chaude visée à la rubrique 40.30.01 [A.G.W. du 13/11/2002]	Rien de spécifique
	Centrale thermique et autres installations de combustion dont la puissance installée est			
	40.30.01.01 égale ou supérieure à 0,1 MW et inférieure à 200 MW	2		
	40.30.01.02 égale ou supérieure à 200 MW	1		

Des projets de géothermie profonde (Cf. **tâche 2.1** - analyse de projets existants) ont une puissance thermique ≥ 0.1 MW et < 200 MW. Si on considère la centrale géothermique comme une centrale thermique, la centrale géothermique est de **classe 2**, et il n'existe pas de conditions sectorielles.

Les conditions sectorielles pour la production de vapeur et d'eau chaude visée à la rubrique 40.30.01 sont reprises dans l'AGW du 13 novembre 2002 portant sur les conditions sectorielles relatives aux centrales thermiques et autres installations de combustion pour la production d'électricité dont la puissance installée est égale ou supérieure à 50 MWth et qui sont visées à la rubrique 40.10.01.03 **ainsi que pour la production de vapeur et d'eau chaude visée à la rubrique 40.30.01** (M.B. du 19/12/2002).

Contrairement à la production d'électricité pour laquelle il y a le seuil de 50 MWth, toutes les centrales thermiques produisant de la chaleur sont considérées par ces conditions sectorielles, peu importe la sous-rubrique.

Les conditions sectorielles fixent des valeurs limites d'émission pour le dioxyde de soufre, les oxydes d'azote et les poussières. Puisque une centrale géothermique ne fait pas de combustion de carburants, ces limites ne pourraient pas poser beaucoup de problèmes. Parfois des gaz, comme le CO₂, SO_x) sont associés aux fluides géothermiques, surtout dans des zones volcaniques. Ce problème sera probablement limité en Wallonie hormis des petites quantités de CO₂ provenant des calcaires.

Comme pour la rubrique production d'électricité, on se demande si la rubrique 40.30.01 a bien été prévue pour des projets de géothermie profonde, entre autres, au vu des conditions sectorielles d'application.

Pour la géothermie faisant appel à l'usage de pompes à chaleur, la rubrique 40.30.02 « Installation de production de froid ou de chaleur mettant en œuvre un cycle frigorifique (à compression de vapeur, à absorption ou à adsorption) ou par tout procédé résultant d'une évolution de la technique en la matière » est clairement d'application. Les sous-rubriques sont :

*40.30.02.01 dont la puissance frigorifique nominale utile est supérieure ou égale à 12 kW et inférieure à 300 kW ou contenant plus de 3 kg d'agent réfrigérant fluoré : **classe 3***

*40.30.02.02 dont la puissance frigorifique nominale est supérieure ou égale à 300 kW : **classe 2.***

Pour reconnaître la différence entre la géothermie et les technologies classiques au niveau de leurs incidences environnementales, on pourrait considérer la création d'une nouvelle rubrique « installations géothermiques avec utilisation directe de la chaleur ». Ainsi les conditions sectorielles pourraient être adaptées à la géothermie profonde.

7.2.1.1.8 La distribution de chaleur

Activité	Rubrique	Classe (EIE)	Conditions sectorielles	Procédure permis
Distribution de chaleur	40.30.05 Installation industrielle destinée à l'alimentation d'un réseau de transport de gaz, de vapeur et d'eau chaude lorsque la puissance installée est		/	Rien de spécifique
	40.30.05.01 supérieure ou égale à 0,1 MW et inférieure à 200 MW	2		
	40.30.05.02 supérieure ou égale à 200 MW	1		

Cette activité figure sous la rubrique 40.30 « Production et distribution de vapeur et d'eau chaude, production de glace hydrique non destinée à la consommation ». Dans le cadre de distribution de chaleur, cette rubrique semble apte aux projets de géothermie profonde.

On constate que des conditions spécifiques n'existent pas.

Puisque les projets de géothermie profonde (Cf. liste analyse de projets existants) ont une puissance thermique ≥ 0.1 MW et < 200 MW, et si on considère la centrale géothermique comme une centrale thermique, la centrale géothermique serait de **classe 2**.

7.2.1.1.9 Distribution d'électricité

Un contact avec Elia, Mme De Wilde, a confirmé que des installations de production d'électricité avec une puissance installée inférieure à 25 MW doivent être raccordées au réseau de distribution. Dans le cas où un raccordement à un réseau de distribution n'est pas possible, le gestionnaire de réseau de distribution peut renvoyer une demande de raccordement à Elia, le gestionnaire du réseau de haute tension. Ceci est précisé dans le règlement technique.

La distribution d'électricité n'est pas considérée comme faisant partie d'un projet de géothermie puisque la distribution d'électricité est une activité pour laquelle les gestionnaires de réseaux de distribution ont le monopole en Région Wallonne.

7.2.1.2 Analyse générale pour la géothermie profonde

➤ Rubriques

Toutes les activités-clés composant les projets de géothermie profonde peuvent être identifiées dans la liste des activités et/ou installations classées, sauf une, la stimulation du champ géothermique.

Si un projet de géothermie a besoin d'une phase de stimulation, cette activité devrait être considérée dans le permis d'environnement. En effet, cette activité peut avoir une incidence significative sur l'environnement et est donc une activité essentielle à reprendre dans le permis d'environnement.

Certaines rubriques devraient également être modifiées pour mieux représenter les spécificités de la géothermie, ou doivent être clarifiées par rapport à leur applicabilité à la géothermie profonde.

➤ Classe

A l'issue de l'analyse par activité, il ressort qu'un projet de géothermie profonde sera classé dans la **classe 1** via l'activité de réinjection dans l'eau souterraine. Les autres activités-clés sont toutes de classe 2.

Dès lors, il peut être admis que :

- des projets de géothermie avec réinjection d'eau dans l'eau souterraine seront de **classe 1** et nécessiteront la **réalisation d'une EIE** ;

- des projets de géothermie sans réinjection d'eau dans l'eau souterraine seraient de **classe 2, sans réalisation d'EIE** (mais bien d'une notice environnementale, comprise désormais dans le formulaire de demande de permis d'environnement ou unique de classe 2).

Pour rappel, il peut être constaté qu'actuellement tous les projets de géothermie profonde récents impliquent la réinjection de l'eau dans l'eau souterraine. Seuls les projets de Saint-Ghislain et Douvrain en Wallonie déversent l'eau prélevée dans les eaux de surface, mais la composition de l'eau prélevée est de bonne qualité et n'induit apparemment pas de problèmes de qualité de l'eau de surface en question.

➤ **Conditions**

Les activités pour lesquelles on retrouve le plus de conditions précises sont celles relatives à l'eau souterraine (prise et réinjection). Les conditions générales pour une prise d'eau sont formulées dans l'article 11 de l'AGW du 4 juillet 2002 :

- la qualité de l'eau de la nappe aquifère est préservée
- la quantité totale d'eau prélevée dans une nappe aquifère ne dépasse, ni le volume annuel moyen de l'alimentation naturelle de ladite nappe, ni un volume garantissant à tout moment le débit d'étiage des cours d'eau alimentés par ladite nappe;
- la sécurité des personnes et des biens n'est pas affectée par les modifications apportées à la nappe aquifère.

Ces conditions donnent lieu à des exigences environnementales importantes pour un projet de géothermie profonde et constituent une base importante pour l'octroi du permis.

Bien que ces exigences soient décrites pour la prise d'eau, elles peuvent probablement aussi être considérées pour une réinjection d'eau. Cette réflexion est en concordance avec les renseignements demandés dans l'annexe VIII «Formulaire relatif aux recharges artificielles d'une nappe souterraine » à fournir dans le cadre d'une demande de permis pour une recharge :

- a) une description détaillée de la technique d'infiltration projetée ;
- b) une description des mesures prévues afin d'éviter la pollution de la nappe d'eau souterraine ;
- c) l'origine de l'eau d'infiltration ;
- d) une analyse complète de l'eau de recharge et de l'eau de la nappe, permettant de juger de la compatibilité de ces eaux et de vérifier l'absence d'altération possible de l'aquifère et du sous-sol ;
- e) une étude hydrogéologique de la zone concernée par la recharge qui comprend au minimum une coupe géologique, un extrait de la carte géologique et les principales caractéristiques de la nappe faisant l'objet de la recharge ;
- f) une description et un devis estimatif des mesures proposées de protection de la nappe.

Ces éléments pourraient être considérés dans l'étude d'incidences sur l'environnement (EIE).

L'annexe VIII oriente donc sur la manière d'analyser le projet par rapport aux exigences législatives, malgré que des conditions spécifiques n'existent pas pour l'activité de recharge en tant que telle.

D'autres éléments qui devraient être considérés dans la demande de permis / la réalisation de l'EIE, est par exemple la communication possible entre les nappes superficielles et les nappes géothermiques.

Il est à noter que pour l'activité de forage, des conditions sectorielles sont actuellement en cours de rédaction.

➤ **Réalisation de l'Etude d'Incidences sur l'Environnement (EIE)**

Comme indiqué ci-dessus, la seule activité qui donne lieu à l'obligation de réaliser une étude d'incidences sur l'environnement est la recharge de la nappe souterraine.

Des lignes directrices par rapport au contenu de l'étude n'existent pas, mais l'annexe VIII donne des éléments à prendre en compte en ce qui concerne la réinjection. Ces éléments peuvent être considérés comme le minimum à prendre en compte. D'autres éléments qui devraient selon nous être considérés dans la demande de permis / la réalisation de l'étude d'incidences sur l'environnement, est par exemple la communication possible entre les nappes superficielles et les nappes géothermiques.

Pour la phase de stimulation du réservoir géothermique, la législation ne donne actuellement aucune indication des éléments indispensables à évaluer durant l'étude d'incidences sur l'environnement.

Puisque l'EIE est l'instrument juridique le plus important permettant une évaluation complète et détaillée des incidences prévisibles liés à la mise en œuvre du projet sur l'environnement, celle-ci devrait couvrir l'impact de la **stimulation du réservoir géothermique**. L'analyse de cet impact est discutée dans la partie III de ce rapport.

➤ **Procédure**

Au vu des similarités pouvant exister entre les composantes d'un projet qui vise l'exploitation de l'eau souterraine (mise en place de puits de pompage) et les projets de géothermie profonde (exploitation de la ressource géothermique via la mise en place de puits géothermiques), il peut être avancé que la procédure d'octroi de permis pour l'exploitation d'un tel système (géothermie profonde avec réinjection) suive à peu près le schéma suivant :

• **Phase 1 :**

- demande de permis d'urbanisme pour la mise en place des deux puits géothermiques souhaités (cf. la législation urbanistique ci-après)
- octroi d'un permis d'environnement temporaire pour l'opération de forage et la réalisation des tests nécessaires au droit des puits nouvellement mis en place (pompage d'essai, mesure de la température, autres diagraphies, ...)

(Évaluation du dossier sur base de l'annexe III et de l'annexe XVIII de l'AGW du 4 juillet 2002, contenant entre autres une présentation du projet et des résultats des études théoriques de faisabilité et le cahier des charges de réalisation des forages)

- réalisation des travaux de forage et réalisation des tests-pilotes au droit des puits (pompages d'essai, mesure de la température, autres diagraphies, ...)

• **Phase 2 :**

- demande de permis d'environnement définitif pour l'exploitation des puits géothermiques en question, et des activités et installations (classées) connexes du projet, avec réalisation de l'étude d'incidences sur l'environnement (EIE) au préalable (avec prise en compte des résultats scientifiques issus de la réalisation des puits et des tests réalisés au droit de ces derniers).

Remarques :

- Le premier puits réalisé (dans les premières étapes de la procédure) servira de puits d'exploration. Si cette exploration n'indique pas les résultats souhaités en termes de ressources géothermiques, une stimulation du réservoir pourra être envisagée. La localisation du deuxième puits peut varier en fonction des résultats de la stimulation.
- Une réflexion devrait être menée sur la nécessité de « tester » la réinjection, et la manière dont cette éventuelle obligation pourrait être incluse dans la procédure sans que cela ne devienne trop contraignant pour le développeur de projet en termes d'investissement (l'exploitation de son système n'étant pas garantie à ce stade).

7.2.2 La législation urbanistique

Adopté en 1984, le Code Wallon de l'Aménagement du Territoire, de l'Urbanisme et du Patrimoine « CWATUP » constitue la base légale du droit de l'aménagement du territoire, de l'urbanisme et du patrimoine. Il comprend l'essentiel des dispositions décrétales et réglementaires en vigueur pour toutes les composantes de l'aménagement et de l'urbanisme en Région wallonne. En 2007, le CWATUP est devenu le CWATUPE (E pour énergie) en vue de promouvoir la performance énergétique des bâtiments.

Un élément clé dans la législation relative à l'aménagement du territoire est le(s) permis d'urbanisme. Combiné avec le permis d'environnement, le permis d'urbanisme peut être regroupé dans un permis unique. Le permis unique est d'application depuis le 1er octobre 2002.

L'article 84, § 1er du CWATUPE stipule en ce qui concerne les actes et travaux soumis à permis d'urbanisme :

« Nul ne peut, sans un permis d'urbanisme préalable écrit et exprès (du collège communal, du fonctionnaire délégué ou du Gouvernement) :

1° construire, ou utiliser un terrain pour le placement d'une ou plusieurs installations fixes ; par « construire ou placer des installations fixes », on entend le fait d'ériger un bâtiment ou un ouvrage, ou de placer une installation, même en matériaux non durables, qui est incorporé au sol, ancré à celui-ci ou dont l'appui assure la stabilité, destiné à rester en place alors même qu'il peut être démonté ou déplacé ; »

Selon l'interprétation de l'article 84 du CWATUPE, un forage peut nécessiter un permis d'urbanisme. L'interprétation peut être différente selon la direction provinciale (extérieure) de la direction générale opérationnelle de l'Aménagement du territoire, Logement, Patrimoine et Energie qui est l'autorité compétente pour l'octroi du permis.

Une proposition qui est actuellement sur la table selon Mme Nihant est de modifier le nom de la rubrique « opération de forage » en « **opération et équipement de puits** ». L'équipement de puits peut porter par exemple sur l'installation des tubages dans le puits, ou le rebouchage du puits avec du ciment par exemple. Ainsi, lors d'une demande de permis d'environnement pour cette rubrique, il est clair qu'il y a ces installations incorporées au sol impliquent également un permis d'urbanisme.

Dans le cadre d'une demande de permis d'urbanisme pour un forage, les caractéristiques du dispositif doivent être fournies comme le nombre de forage, les dimensions de celui-ci (diamètre, profondeur, lithologie), le débit qui sera prélevé, positionnement de la pompe éventuelle, localisation, etc. Une notice environnementale devra accompagner la demande de permis de classe 2 y associée. Celle-ci vise une évaluation plus succincte (que celle comprise dans une EIE) des effets prévisibles du projet

sur l'environnement (cette notice est désormais incorporée dans le formulaire de demande de permis de classe 2).

Puisqu'un projet de géothermie profonde sera normalement toujours associé avec une installation/bâtiment en surface, un permis d'urbanisme sera nécessaire.

| Un projet de géothermie profonde devra donc faire l'objet d'un **permis unique**.

7.2.3 Conclusion

La présente tâche de la mission visait l'analyse de la législation wallonne en vigueur dans le cadre de la géothermie profonde.

A l'issue de cette recherche, le constat suivant peut être fait : il existe bien actuellement un cadre juridique pouvant encadrer la mise en œuvre de projets de géothermie profonde selon la législation environnementale et urbanistique.

La plupart des activités-clés composant un projet de géothermie profonde peuvent être retrouvées dans la législation environnementale et urbanistique.

L'analyse réalisée mène à la conclusion que la base législative environnementale et urbanistique existante comporte actuellement les dispositions nécessaires au contrôle et à la mise en œuvre d'un projet de géothermie profonde, mais doit très certainement faire l'objet de compléments et d'adaptations pour la rendre plus complète et plus applicable à cette catégorie de projets.

Sur base de l'analyse effectuée, les éléments qui demanderaient des modifications ou une réflexion plus approfondie sont résumés ci-dessous :

- Modification du **nom des rubriques qui traitent de l'opération de forage** pour que leur étendue soit plus claire par rapport aux différents types de projets de géothermie : la rubrique 45.12.01 mentionne actuellement un usage géothermique sans faire référence à une prise d'eau, tandis que la rubrique 45.12.02 ne mentionne pas l'usage géothermique
- La législation devrait prévoir qu'une **durée de plus de 12 mois soit possible pour le permis d'environnement temporaire** nécessaire à la réalisation des premiers puits nécessaires aux test-pilotes (pompages d'essai, ...) ou qu'un renouvellement de permis puisse être facilement obtenu, après, par exemple, la délivrance d'un rapport sur l'état d'avancement et les difficultés rencontrées, et cela avant que le permis définitif ne doive être délivré.
- En ce qui concerne la **phase de stimulation du réservoir géothermique** aucune disposition réglementaire (rubrique spécifique dans la liste des activités et installations classées) n'existe actuellement dans la législation en question. Une rubrique, et les sous-rubriques correspondantes, devraient alors être ajoutées dans la liste ; la distinction entre une stimulation hydraulique (le fluide est de l'eau) et une stimulation autres que hydraulique (autres méthodes, comme la stimulation avec de l'acide). La classe de cette activité devrait être définie (classe 1 ?).

- En ce qui concerne la **préservation de la qualité des nappes aquifères** régie par les conditions générales d'exploitation des établissements visées par le décret du 11 mars 1999 relatif au permis d'environnement, il apparaît que ces conditions pourront difficilement être rencontrées par les projets de géothermie profonde.
Il est dès lors proposé qu'une distinction entre les eaux souterraines propres et les eaux souterraines impropres à la consommation humaine soit faite dans la législation. Ceci permettrait éventuellement (sous réserve du bon respect de la Directive Cadre sur l'Eau et le cadre législatif en vigueur en matière d'eau) de mettre des exigences moins contraignantes pour les eaux géothermiques qui restent dans un cycle fermé (et qui ne peuvent, au vu de leur composition chimiques, être utilisées pour la consommation humaine).
- Pour réduire les coûts d'exploitation d'une centrale géothermique, il serait opportun **d'exempter tout projet de géothermie profonde de la contribution de prélèvement annuelle**, en pas seulement les pompages géothermiques destinés au chauffage collectif d'habitations ou de bâtiments publics.
- En ce qui concerne l'activité classée de *réinjection* dans l'eau souterraine, une réflexion devrait être menée sur l'opportunité de **moduler l'exigence de réaliser une étude d'incidence sur l'environnement** selon le débit injecté. Actuellement toute activité de réinjection doit faire l'objet d'une EIE.
- Une réflexion doit être menée sur les **éléments nécessaires à prendre en compte dans la réalisation d'une EIE** pour les activités de réinjection et de stimulation du réservoir géothermique. L'annexe VIII de l'AGW du 4 juillet 2002 donne une bonne base pour l'activité de réinjection, mais il faudrait, entre autres, exiger une analyse sur la communication entre les nappes et des modélisations numériques hydrogéologiques supplémentaires. La réflexion devrait se tenir avec les experts œuvrant dans le domaine.
- Bien que la centrale géothermique puisse être considérée comme une **centrale thermique**, il semble opportun de créer une nouvelle sous-rubrique au sein de la rubrique qui traite de la production d'électricité (40.10.01) et de celle qui traite de la production de chaleur (40.30.01). Ainsi des conditions sectorielles distinctes de celles définies pour les centrales thermiques classiques, spécifiques aux projets de géothermie profonde, peuvent être mises en place. Nous proposons de définir la rubrique de telle manière à ne pas couvrir les projets de géothermie ne faisant pas un usage direct de la chaleur, p.ex. « installations géothermiques avec utilisation directe de la chaleur ».

En concluant, pour un projet de géothermie profonde avec réinjection, et au vu des similarités pouvant exister entre les composantes d'un projet qui vise l'exploitation de l'eau souterraine (mise en place de puits de pompage) et les projets de géothermie profonde (exploitation de la ressource géothermique via la mise en place de puits géothermiques), il peut être avancé que la procédure d'octroi de permis pour l'exploitation d'un tel système (géothermie profonde avec réinjection) suivie à peu près le schéma suivant :

- **Phase 1 (permis unique) :**
 - Demande et octroi de permis d'urbanisme pour la mise en place des deux puits géothermiques souhaités
 - Demande et octroi d'un permis d'environnement temporaire pour l'opération de forage et la réalisation des tests nécessaires au droit des puits nouvellement mis en place (pompage d'essai, mesure de la température, autres diagaphies, ...)

(Évaluation du dossier sur base de l'annexe III et de l'annexe XVIII de l'AGW du 4 juillet 2002, contenant entre autres une présentation du projet et des résultats des études théoriques de faisabilité et le cahier des charges de réalisation des forages)

- réalisation des travaux de forage et réalisation des tests-pilotes au droit des puits (pompages d'essai, mesure de la température, autres diagraphies, ...)
- **Phase 2 :**
 - Demande et octroi de permis d'environnement définitif pour l'exploitation des puits géothermiques en question, et des activités et installations (classées) connexes du projet, avec réalisation de l'étude d'incidences sur l'environnement (EIE) au préalable (avec prise en compte des résultats scientifiques issus de la réalisation des puits et des tests réalisés au droit de ces derniers).

Remarques :

- Le premier puits réalisé (dans les premières étapes de la procédure) servira de puits d'exploration. Si cette exploration n'indique pas les résultats souhaités en termes de ressources géothermiques, une stimulation du réservoir pourra être envisagée. La localisation du deuxième puits peut varier en fonction des résultats de la stimulation.
- Une réflexion devrait être menée sur la nécessité de « tester » la réinjection, et la manière dont cette éventuelle obligation pourrait être incluse dans la procédure sans que cela ne devienne trop contraignant pour le développeur de projet en termes d'investissement (l'exploitation de son système n'étant pas garantie à ce stade).

7.3 APPROCHE « ACTIVITÉS MINIÈRES »

Cette approche consiste à l'évaluation de la législation d'application à des projets miniers pour la géothermie. L'approche est valable puisque l'extraction de chaleur du sous-sol peut être considérée, tout comme l'extraction de la houille, des minéraux, des hydro-carburants, comme une exploitation des biens et services du sous-sol. Nous constatons en effet que dans d'autres pays, la géothermie profonde tombe explicitement sous la législation minière (voir tâche 1.2).

Tout d'abord il est évalué si la géothermie est concernée par la législation actuelle d'application pour des projets miniers. Ensuite, à la lumière d'une éventuelle incorporation de la géothermie dans cette législation (sans ou avec modifications), l'analyse de l'applicabilité de la législation à la géothermie est effectuée.

En Région Wallonne, l'exploitation minière connaît une longue et riche histoire. Depuis plus de sept siècles on extrait industriellement du charbon dans les environs de la ville de Liège. La base de la législation minière actuelle remonte à l'époque de Napoléon (La loi du 21 avril 1810). Dès lors elle a été modifiée dans certaines de ses parties, constituant « Les Lois coordonnées sur les mines, minières et carrières ». Les lois coordonnées datent de 1920 et sont plus particulièrement une loi belge.

La loi spéciale de réformes institutionnelles du 8 août 1980, modifiée par la loi du 8 août 1988, donne la compétence aux Régions pour "les richesses naturelles", dont les richesses minérales contenues dans le sous-sol. Tenant compte de cette réforme, le décret des mines du 7 juillet 1988 a été adopté par le Conseil Régional Wallon et est la première pièce de législation minière « Wallonne ». Ce décret remplace la plupart des articles des Lois coordonnées, sauf à partir de l'article 74. Quelques autres arrêtés wallons se sont ajoutés depuis lors (Arrêtés de l'Exécutif régional wallon et plus tard des arrêtés du Gouvernement Wallon).

Cette histoire riche explique pourquoi la législation d'application pour des projets miniers est assez indépendante d'autres législations en Région Wallonne. La législation minière a en effet été conçue hors codes wallons et forme une législation tout à fait spécifique. Les liens entre la législation minière et la législation environnementales sont minimes et une procédure différente que la procédure standard est en place pour le permis d'urbanisme dans la CWATUPE.

Par conséquent, principalement la législation minière est analysée dans cette approche. Les liens avec la législation environnementale et la législation urbanistique seront également étudiés.

Pour cette tâche, les personnes suivantes ont été contactées :

M. Daniel Pacyna, Direction des Risques industriels, géologiques et miniers (DRIGM)

7.3.1 La législation minière

La législation relative à des projets miniers en région Wallonne consiste principalement des pièces suivantes qui ont dès lors été étudiées dans cette étude :

- Lois coordonnées sur les mines, minières et carrières (M.B. du 03/03/1920) – dernière modification par le décret du 4 juillet 2002.
- Décret des mines du 7 juillet 1988 - (M.B. 27.01.1989 - err. 19.02.1991)
- Arrêté de l'Exécutif régional wallon du 26 juillet 1990 fixant le cahier des charges type déterminant les obligations générales des concessionnaires de mines (M.B. 05.12.1990)
- Avis du Gouvernement wallon aux détenteurs de concessions minières situées en Wallonie (M.B. 17.05.1994)
- Arrêté du Gouvernement wallon du 27 mai 2009 modifiant l'arrêté de l'Exécutif régional wallon du 26 juillet 1990 fixant le cahier des charges type déterminant les obligations générales des concessionnaires de mines (M.B. du 20/08/2009) (concernant la gestion des déchets de l'industrie extractive)

7.3.1.1 Autorité compétente en Région Wallonne

Lors de la publication du décret des mines du 7 juillet 1988, l'Administration des Mines wallonne était gérée par la Direction générale des Ressources naturelles et de l'Environnement, par le Service Ressources du Sous-sol.

Celui-ci est devenu, en 1991, la Division de la Prévention des Pollutions et de la gestion du Sous-sol (DPPGSS), puis le Division de la Prévention et des Autorisations (DPA) en 1998. Depuis le 1er août 2008, la Direction des Risques industriels, géologiques et miniers - **Cellule Sous-sol/Géologie**, du Département de l'Environnement et de l'Eau, au sein de la **Direction générale opérationnelle Agriculture, Ressources naturelles et Environnement**, s'occupe actuellement des mines et carrières souterraines.

7.3.1.2 Domaine d'application

Article 1er. des Lois coordonnées sur les mines, minières et carrières indique :

« Les masses de substances minérales ou fossiles renfermées dans le sein de la terre ou existant à la surface sont classées, relativement aux règles de l'exploitation de chacune d'elles, sous les trois qualifications de mines, minières et carrières. »

Article 2 du décret des mines définit les mines comme :

« Les mines sont les masses de substances minérales ou fossiles renfermées dans le sein de la terre ou existant, à la surface, qui sont connues pour contenir en filons, en couches ou en amas, de l'or, de l'argent, du platine, du mercure, du plomb, du fer en filons ou en couches, du cuivre, de l'étain, du zinc, de la calamine, du bismuth, du cobalt, de l'arsenic, du manganèse, de l'antimoine, du molybdène, de la plombagine ou autres matières métalliques ainsi que leurs sels et oxydes, du soufre, du charbon de terre ou de pierre, du bois fossile, des bitumes, de l'alun. »

Sur base de ces définitions nous pouvons conclure qu'actuellement la géothermie n'est pas sensu stricto couverte par cette législation.

Comme mentionné auparavant, il est à la lumière des similarités entre les deux types de projets intéressants de regarder cette législation un peu plus en détail en vue d'en retirer des éléments intéressants pour la géothermie. De plus, certaines dispositions interfèrent directement avec les projets de géothermie, comme par exemple les concessions attribuées pour les mines, les droits de propriété etc.

7.3.1.3 Instruments de la législation minière

Les deux instruments principaux de la législation minière sont le permis de recherche et la concession. Ces instruments correspondent avec les deux grandes phases d'un projet minier, notamment l'exploration et l'exploitation.

De la recherche

Les travaux de recherches ont pour but la découverte de la mine, la constatation de la présence de la substance minérale ou fossile, de sa quantité approximative et de sa richesse.

La recherche peut être entreprise

- soit par le propriétaire de la surface ou avec son consentement, moyennant simple déclaration et rapport annuel de synthèse adressé à l'Administration;
- soit à défaut de consentement, avec l'autorisation de l'Exécutif qui, dans ce cas, fixe, le propriétaire entendu, l'indemnité due à celui-ci, sans préjudice de la réparation des dommages éventuellement causés par les travaux de recherche; un rapport annuel de synthèse est adressé à l'Administration;
- soit par le titulaire d'un permis de recherche.

(art. 3. Décret des mines)

Le Tableau 3 ci-dessous reprend les modalités de du permis de recherche comme décrit dans le Décret des mines du 7 juillet 1988.

Tableau 3 : Modalités du permis de recherche

Qui peut entreprendre de la recherche	<ul style="list-style-type: none">– soit le propriétaire de la surface ou avec son consentement,– soit à défaut de consentement, avec l'autorisation de l'Exécutif (+ fixation d'une indemnité due au propriétaire)– soit le titulaire d'un permis de recherche (PR)
Permis de recherche	
Procédure	octroyé par l'Exécutif après enquête publique après avis du Conseil d'Etat
Utilisation des substances prélevées	appartiennent au prospecteur (à moins d'autre convention avec le propriétaire de la surface)
Périmètre	périmètre déterminé
Droit exclusif dans le périmètre	Oui (pour les substances énumérées dans le PR)
Durée	cinq ans au plus prolongation : 5 ans au plus pour deux fois
Enquête publique	Oui

Le droit pour le gouvernement d'accorder un permis de recherche est absolu et n'est subordonné à aucune condition, du moment où il s'agit de la recherche de gisements de substance concessibles.

L'Exécutif (le Ministre) détermine la procédure et les conditions d'octroi, de prorogation, de cession et de fusion des permis de recherche. (Art 12 DdM)

Le propriétaire peut faire des recherches sans obligation d'obtention d'un permis de recherche, mais il est obligé d'obtenir une concession avant d'y établir une exploitation.

On constate que le permis de recherche stipule un périmètre déterminé dans lequel le propriétaire du Permis de Recherche peut a le droit exclusif de prospector les substances concessibles énuméré dans le permis.

De l'exploitation

Le décret dit clairement que les mines ne peuvent être exploitées qu'en vertu d'un acte de concession. Toute individu ou société peut obtenir, s'il y a lieu, une concession de mines. Les concessions minières sont nécessaires tant pour les domaines publics que pour les domaines privés, donc également pour le propriétaire de la surface (ce qui n'es pas le cas pour le permis de recherche). Mais le propriétaire privé obtiendra la préférence pour les concessions nouvelles. Néanmoins, le gouvernement pourra s'écarter de cette règle dans les cas où les propriétaires de la surface se trouveraient en concurrence soit avec l'inventeur, soit avec un demandeur en extension.

Portée juridique d'une concession minière

Nulle part dans la législation minière, la concession est clairement définie.

Le manuel pratique de droit minier Belge au point de vue administratif de M. Paul Duchaine, datant de 1942 indique ce qui suit :

35. — L'acte de concession.

L'acte qui accorde la concession sépare le fond, c'est-à-dire la mine, de la surface. Il en accorde la propriété au concessionnaire. « Les mines, dit la Cour de cassation, constituent une propriété d'une nature spéciale, dont le mode de jouissance et de disposition sont soumises à des règles particulières. » (Cass., 2 avril 1853 : B. J., p. 1060.)

Définition de la concession.

C'est un acte solennel émané du Gouvernement par lequel l'Etat crée la propriété d'une mine et l'attribue à une personne déterminée.

L'acte de concession est un acte de juridiction gracieuse et non contentieuse. Il crée la propriété et l'attribue. (Bury, t. I^{er}, 111 ; — DALLOZ, v^o Mines, n^o 13.). Il donne donc plus que le droit d'exploiter.

Il comporte l'octroi d'une propriété réelle. (PAND. B., v^o Mines, n^o 10, 329.). Ce n'est donc pas un transfert de propriété du superficiaire au concessionnaire. C'est la création d'une propriété nouvelle.

Le mot concession s'emploie aussi pour désigner soit la propriété minière qui fait l'objet de cet acte (Bury, t. I^{er}, n^o 111), soit le droit de l'exploiter dans un périmètre déterminé, sous les conditions établies par la loi.

→ Une nouvelle propriété est créée par l'Etat par l'acte de concession. La propriété est réelle (la mine) et distincte de celle de la surface. On retrouve cette idée dans l'article 19 du Décret des mines : « La

mine, même concédée au propriétaire de la surface, est une propriété distincte de celle de la surface ». Important de noter également est que le mot « concession » peut porter :

- Sur la **propriété minière** qui fait l'objet de cet acte
- Sur le **droit de l'exploiter** dans un périmètre déterminé sous les conditions établies par la loi

Suite à des contacts avec la Direction des Risques industriels, géologiques et miniers (DRIGM) (Mr Daniel Pacyna), il ressort que pratiquement la concession doit être considérée comme un périmètre fixé par le gouvernement où le concessionnaire peut détacher une substance précise.

De plus, la concession minière doit être considérée comme une propriété immobilière et comme un droit acquis. Ainsi les concessions sont données un caractère (quasi) perpétuelle. « quasi » parce que depuis la loi du 5 juin 1911, le mot « perpétuelle » n'est plus entièrement exact suite à l'instauration de la procédure en déchéance. L'article 47 du décret des mines de 1988 indique que les droits attachés à un titre minier (recherche ou exploitation) peuvent prendre fin par retrait pour cause, soit de déchéance, soit de transformation de la mine en site-réservoir, soit de renonciation du titulaire. Les procédures de retrait des concessions ont été pour la plupart initiées suite à la promulgation des arrêtés d'application du décret sur les Mines de 1988, soit début des années '90. Aujourd'hui la renonciation, qui est volontaire, est la seule voie exercée pour le retrait de concessions.

Un autre aspect de la concession est qu'elle représente quelque part un intérêt public. L'exploitation du sous-sol (charbon, métaux,...) était en effet considérée comme une activité d'intérêt public. Mais également cet aspect n'est pas clairement décrit dans la législation.

Modalités de la concession

Tableau 4 reprend les modalités de la concession comme décrit dans le Décret des mines du 7 juillet 1988.

Tableau 4 : Modalités de la concession minière

Concession	
Procédure	octroyé par l'Exécutif (le gouvernement) après avis du Conseil d'Etat
Qui peut obtenir une concession	si Permis de Recherche (PR) valide : priorité au titulaire du PR sans PR : une concession peut également être obtenue. Mais si dans l'appel à concurrence, le chercheur ou le propriétaire de surface sollicitent la concession, ils auront la priorité
Périmètre	Volume délimité en surface et illimité en profondeur Possibilité de borner à des profondeurs déterminées
Droit exclusif dans le périmètre	Oui
Durée	Illimitée (retrait possible)
Enquête publique	Objectif : appel à concurrence 30 jours

Concessions actuelles en Wallonie

Actuellement, la Wallonie compte approximativement 250 concessions dont 150 concessions de mines de houille, déchues, révoquées ou en cours de retrait. En 2010 uniquement 10 concessions étaient en cours de retrait. Le processus du retrait est long et pas évident. Les travaux de sécurisation des ouvrages miniers prennent beaucoup de temps.

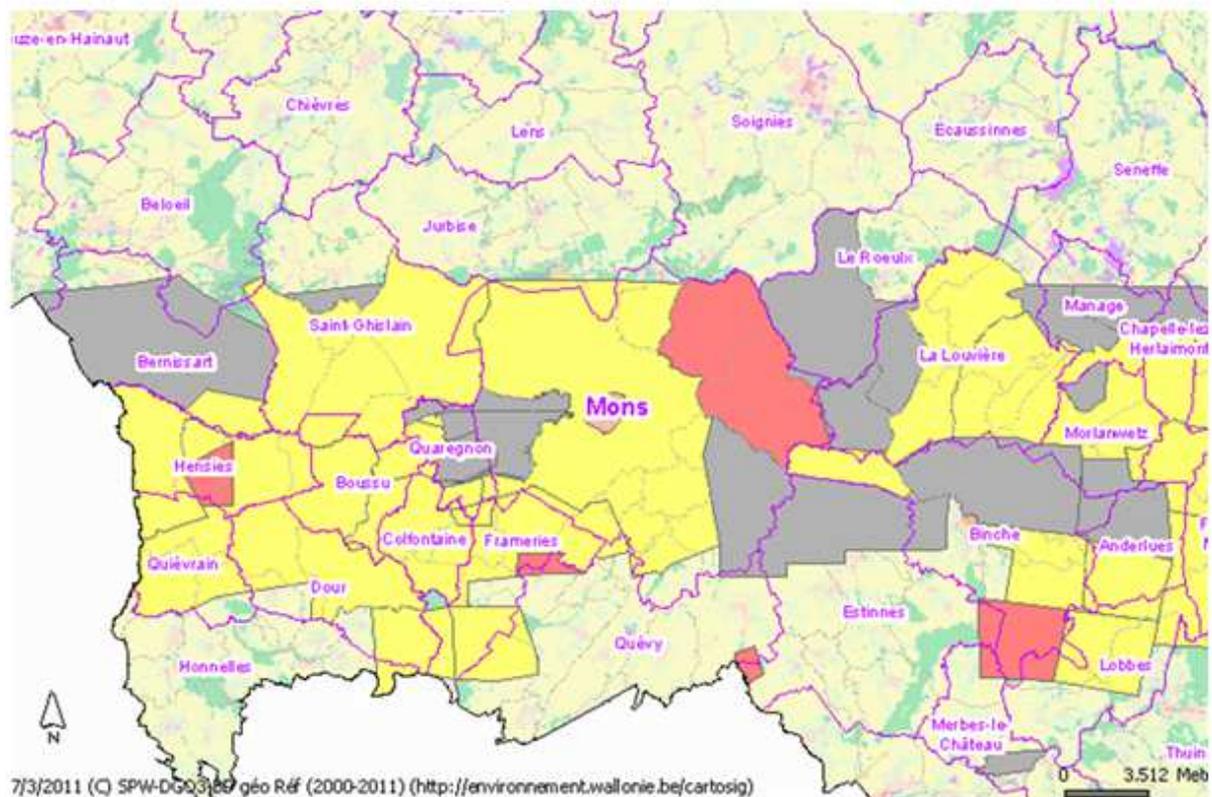
De plus, pas mal de concessions se trouvent dans les mains de familles qui n'en sont même pas au courant. Par arrêtés, le gouvernement peut retirer le droit attaché aux concessions (Cf. l'avis du Gouvernement wallon aux détenteurs de concessions minières situées en Wallonie (M.B. 17.05.1994) ci-dessous), mais en pratique ceci n'est pas évident et pas sans risque pour l'état.

Avis du Gouvernement wallon aux détenteurs de concessions minières situées en Wallonie (M.B. 17.05.1994)

Conformément aux dispositions transitoires instaurées par l'article 71 du décret du 7 juillet 1988 sur les mines (Moniteur belge du 27 janvier 1989) et en application de l'arrêté du 30 avril 1992 (Moniteur belge du 17 juillet 1992) fixant la procédure et les conditions pour le retrait d'un titre minier, le Gouvernement wallon informe les détenteurs des concessions minières reprises ci-après et n'ayant pas encore répondu auxdites dispositions, que leurs concessions peuvent être retirées par le Gouvernement Wallon, sans préjudice des devoirs leur incombant en vertu des lois et règlements miniers.

La situation actuelle des concessions en Région wallonne peut être consulté via le site web de la carte géologique de la Direction des Risques industriels, géologiques et miniers (DRIGM). : http://environnement.wallonie.be/cartosig/cartegeologique/projet_intro.htm# → Thématiques Sous-sol →: [Application en ligne](#) (couche Thématiques du Sous-sol)

A titre informatif, nous avons consulté la carte géologique pour la région de Mons, où les puits géothermiques de Saint-Ghislain et Douvrain se trouvent (voir Figure 9). Nous constatons qu'actuellement plusieurs concessions minières sont toujours existantes dans la région.



Légende

■ Limites régionales

□ Communes

— Anciennes limites communales

Situation administrative des concessions minière (<100k)

Situation

■ Existente

■ En retrait

■ Renoncée ou déchu

Figure 9 : Concessions actuelles dans le Région de Mons

La redevance

Suite à l'utilisation de la surface qui peut appartenir ou non à l'exploitant de la mine, une redevance est à payer au propriétaire du surface.

Article 21 du Décret des mines du 7 juillet 1988 indique que :

« Les propriétaires de la surface ont droit à une somme déterminée par l'acte de concession. Cette somme se compose d'une redevance fixe et d'une redevance proportionnelle au produit de la mine

La redevance fixe ne sera pas inférieure à cinq francs par hectare de superficie.

La redevance proportionnelle est calculée sur le produit net de la mine. Elle est fixée de 1 à 3 pour cent du produit net de la mine.

Cette indemnité est également répartie entre les propriétaires de la surface à raison de la contenance en superficie des terrains appartenant à chacun d'eux, telle que cette contenance est indiquée dans le plan de concession.

Celui qui se trouve aux droits du propriétaire de la surface, quant à la mine, jouira de l'indemnité réservée à celui-ci par le présent article.

L'Exécutif fixe les règles relatives à la perception des redevances sur les mines, en ce compris la détermination du produit net de la mine. »

Auparavant (avant le Décret des mines), une redevance était également due à l'Etat (la Région). Celle-ci a été remplacée par d'autres instruments de la fiscalité comme le régime d'impôts des sociétés.

7.3.1.4 Lien avec la législation environnementale

Dans la liste des installations et activités classées [AGW du 4 juillet 2002 arrêtant la liste des projets soumis à étude d'incidences et des installations et activités classées], les activités suivantes peuvent être retrouvées :

10 EXTRACTION DE HOUILLE, DE LIGNITE ET DE TOURBE

11 EXTRACTION D'HYDROCARBURES, SERVICES ANNEXES

13 EXTRACTION DE MINERAIS METALLIQUES

14 AUTRES INDUSTRIES EXTRACTIVES

14.0 Extraction de pierres, sables, argiles, sels, minéraux

14.4 Production de sel (broyage, purification et raffinage du sel)

14.9 Dépendances de carrières

Mais en pratique, la reprise de ces activités dans la liste est sans réel contenu ; ce sont des titres vides. En effet, l'exploitation minière n'est pas soumise à l'obligation d'obtention d'un permis d'environnement. La concession est le seul acte nécessaire pour l'exploitation d'une mine.

En ce qui concerne la protection de l'environnement, c'est au **gouverneur** d'imposer des conditions spécifiques. Le gouverneur, dépendant du gouvernement, reprend ici le rôle du préfet comme en France (considérant l'histoire commune avec la France au sujet de la législation minière, on retrouve en général beaucoup d'éléments communs avec la législation française). L'idée derrière cette exonération d'un permis d'environnement est que puisque le gouvernement a octroyé la concession, c'est également dans son pouvoir de déterminer des conditions spécifiques et pas aux autorités compétentes du permis d'environnement.

En ce qui concerne la protection des ouvriers et les obligations envers le personnel, la législation minière reprend les obligations dans les Lois coordonnées. L'administration des mines effectue le contrôle.

7.3.1.5 Lien avec la législation urbanistique

L'article 130 du CWATUPE indique que lorsque le permis est sollicité par le titulaire d'un permis de recherche de mines ou par le concessionnaire d'une mine, le permis de recherche est délivré par le Gouvernement :

« CHAPITRE III. - Des demandes de permis, des décisions et des recours, Section 11. - Des permis en relation avec d'autres polices administratives

Art. 130. § 1er. Par dérogation à l'article 84, le permis de recherche est **délivré par le Gouvernement** lorsqu'il est sollicité par le titulaire d'un permis de recherche de mines ou par le concessionnaire d'une mine.

Le collège communal émet au préalable son avis dans les trente jours. Si ce délai n'est pas respecté, l'avis est réputé favorable. En cas d'avis défavorable, la décision est réservée au Gouvernement.

Le Gouvernement ou son délégué peut accorder le permis en s'écartant du plan d'aménagement, d'un règlement communal ou d'un plan d'alignement d'une voie communale. »

Ceci est donc une procédure à part pour les projets miniers.

7.3.1.6 Interférence avec d'autres activités connexes

La question qui se pose est comment les concessions minières existantes peuvent intervenir dans le cas où un même endroit est sollicité pour d'autres projets, par exemple un projet de géothermie.

Puisque la concession est accordée pour une substance bien précise, p.ex. du charbon, du fer ou du plomb, différentes concessions relatives à un même périmètre en surface sont possibles. Il devrait donc y avoir la possibilité de considérer la chaleur également comme une substance précise qui peut être extraite dans une zone où une concession est accordée. Evidemment, les impacts d'une activité sur une autre, par exemple en termes de sécurité, doivent être analysés profondément.

7.3.1.7 Analyse sur l'applicabilité à la géothermie profonde

L'aspect commun principal entre des projets de géothermie profonde et des projets miniers est le fait qu'il s'agit dans les deux cas d'une exploitation d'une 'service' du sous-sol. Ce service est un bien précieux 'produit' dans le sous-sol profond et appartient dès lors en principe à la communauté. En plus, dans les deux cas, les techniques d'extraction utilisées ont pas mal d'éléments communs.

L'instrument qui est probablement le plus spécifique dans la législation minière est la concession. La concession traite la question de propriété des substances fossiles et minérales puisque suite à l'octroi des concessions par l'Etat, le concessionnaire devient propriétaire et cette propriété est distincte de la propriété de la surface.

Une analyse juridique approfondie de la concession minière devrait être faite mais selon nous, la différence avec un permis 'ordinaire', comme le permis d'environnement est le fait que la concession porte justement cette notion de propriété. En effet elle accorde la propriété de la 'substance' pour laquelle la concession est obtenue, tandis qu'un permis donne uniquement le droit d'effectuer une activité pour une certaine période dans le temps, et ce droit vous est « prêté » au lieu de « donné ». En plus, la concession minière accorde un périmètre qui indique que personne d'autre peut faire la même activité dans ce périmètre. Le système du permis n'exclut en principe pas du tout que la même activité soit effectuée dans une zone précise autour d'un projet.

Pour la géothermie profonde, une concession pour une certaine zone pourrait être un instrument important pour exclure un impact d'autres projets sur la chaleur exploitée. Evidemment, ceci implique que le périmètre doit être déterminé sur base de la zone d'influence du projet qui sera le résultat des caractéristiques du projet et le sous-sol (débit prélevé, perméabilité du sous-sol,...). Un permis

donnerait moins de garanties au réalisateur du projet par rapport au maintien de sa ressource géothermique. A chaque demande de permis, le fonctionnaire délégué devrait prendre la décision d'octroyer un permis et ce n'est pas sûr qu'il tiendra suffisamment compte de l'impact sur des projets existants. Tandis dans le cas d'une concession, la décision est prise au début après analyse de la situation. Cette même réflexion peut se faire pour d'autres ressources naturelles, comme la qualité d'air, mais là la notion d'impact sur d'autres projets est moins pertinente et donc le besoin d'un 'périmètre' l'est moins.

L'interférence possible avec d'autres utilisations du sous-sol doivent également être pris en compte dans (le périmètre) des concessions. Les conflits d'utilisation du sous-sol sont plus élaborés dans la tâche 3.3 de cette étude.

Quant à la redevance due aux propriétaires de la surface, la question se pose dans quelle mesure elle devrait également être demandée dans le cas des projets de géothermie profonde. Lequel serait en effet l'impact direct d'une « concession géothermique » pour le propriétaire de la surface ? La valeur de sa propriété diminuera-t-elle ? Le risque de mouvements de sol est très limité et devrait en fait être couvert par le permis d'environnement. De plus, l'obligation de payer une redevance diminuera encore la rentabilité d'un projet de géothermie et ne stimulera donc pas vraiment son développement.

Aux Pays-Bas il est prévu dans la législation d'application à la géothermie profonde qu'une redevance (« afdracht ») soit payée à l'Etat, mais en pratique celle n'est pas appliquée. Probablement le règlement de la redevance sera supprimé lors de la prochaine modification de la loi.

Suite à des contacts avec M. Pacyna, il ressort que la Direction Wallonne des Risques industriels, Géologiques et Miniers est actuellement en train de réfléchir sur la possibilité d'ouvrir et de modifier la législation minière pour d'autres utilisations du sous-sol. Elle réfléchit à l'ajout d'un chapitre assez 'autonome' au décret des mines/lois coordonnées. Une procédure simplifiée pour des projets de géothermie y pourrait être reprise pour l'obtention d'une concession 'géothermie', qui aurait une durée limitée et un périmètre précis et qui ferait référence à la législation environnementale (un permis d'environnement serait nécessaire).

8 TÂCHE 1.2 : SITUATION ACTUELLE HORS WALLONIE

8.1 INTRODUCTION

La géothermie profonde est une source d'énergie renouvelable qui retient de plus en plus l'attention chez certains de nos voisins européens également. En effet, chaque pays européen est obligé d'augmenter fortement sa part d'énergies renouvelables suite à la Directive européenne relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables [2009/28/CE]. Certains pays ont déjà (beaucoup) d'expérience historique et/ou récente dans la géothermie profonde. Il s'avère dès lors opportun d'analyser quel cadre juridique ces pays ont mis en place pour l'accueil et la mise en œuvre de cette technologie.

Vu leur rôle de *pionnier* dans les projets de géothermie profonde, il a été fait le choix d'analyser la législation en vigueur en France, en Allemagne et aux Pays-Bas.

La Suisse est également un pays intéressant par rapport à la géothermie profonde par le projet de Bâle. Ce projet, qui était le premier projet de géothermie profonde en Suisse, a été arrêté suite aux tremblements de terre induits fin 2006 par le projet. Depuis lors, aucun nouveau projet de géothermie profonde n'a eu lieu en Suisse. L'exemple du projet de Bâle est discuté plus en détails à d'autres sections du rapport (notamment l'étude de l'image défavorable de la géothermie profonde). En ce qui concerne le cadre juridique de la Suisse pour la géothermie profonde, il a pu être constaté suite à un premier screening de la législation et suite à des contacts pris avec le développeur du projet de Bâle, AGGeoPower, et la ville de Bâle que la législation est surtout axée sur la géothermie non-profonde. Le cadre légal pour la géothermie profonde n'est pas au point et est susceptible de changements imminents dans plusieurs cantons. Le cadre législatif de la Suisse n'a donc pas fait l'objet d'une analyse dans le présent chapitre.

Pour chaque pays cités ci-dessus, les textes législatifs pertinents ont été analysés et des contacts ont été pris avec quelques acteurs importants de la géothermie profonde dans les pays considérés.

8.2 LA FRANCE

La France a beaucoup de projets dits de « basse » température (30 à 90 °C) qui datent déjà des années 1980. Le Bassin de Paris notamment a eu recours à une utilisation importante de la géothermie pour le chauffage des bâtiments. En ce qui concerne la géothermie « haute » température (> 150 °C), un programme de recherche a démarré en 1987 à Soultz-sous-Fôrets. Ce projet se poursuit actuellement et constitue un projet phare pour le développement de la géothermie profonde partout dans le monde.

Les personnes contactées dans le cadre de cette recherche :

Mr Jean-Claude Martin, géothermie haute température, BRGM

Mr Vincent Bouchot, BRGM

Mr François Greau, ADEME

Mr Nicolas Cuenot, Ingénieur Géophysicien, GEIE « Exploitation minière de la chaleur » (Soultz-sous-Fôrets)

Mr Laurent Tixidre et M. Gori, ERG Environnement.

8.2.1 Structure de la législation relative à la géothermie

En France, la législation est principalement structurée par des Codes qui couvrent les différents domaines de la société. On y retrouve entre autre le Code Civil, le Code de l'Environnement, le Code Minier, le Code de la Recherche, etc. Par code, différents décrets et arrêtés sont établis et permettent la mise en œuvre des Codes en question.

En France, la géothermie profonde tombe explicitement sous la **législation minière**. L'article 3 du Code Minier stipule que :

« Sont également considérés comme mines les gîtes renfermés dans le sein de la terre, dits gîtes géothermiques, dont on peut extraire de l'énergie sous forme thermique, notamment par l'intermédiaire des eaux chaudes et vapeurs souterraines qu'ils contiennent. ».

De cet article il ressort ainsi que les opérations de géothermie sont des opérations minières soumises à l'application du Code Minier.

Est également d'importance pour des projets de géothermie, la législation environnementale reprise dans le Code de l'Environnement. Ce code (anciennement « loi de l'eau ») réglemente l'utilisation de la ressource « eau ». En ce qui concerne la géothermie, cela implique désormais plusieurs démarches, notamment pour le prélèvement de l'eau, la recherche de gîte géothermique, la réinjection de fluide dans les nappes etc. Le Code de l'Environnement encadre également les implantations et les créations de sondages géothermiques, afin de prendre toutes les précautions nécessaires pour ne pas dégrader les ressources en eaux souterraines.

Ensuite, le Code de l'Urbanisme concerne le droit de l'utilisation des sols et ainsi la protection des espaces naturels. Le Code de l'Urbanisme se trouve en pratique à un niveau plus « bas » que le Code

de l'Environnement, ce qui implique qu'au moment où les conditions de la législation environnementale sont remplies, on est également en accordance avec le Code de l'Urbanisme.

La dernière réglementation qui est entrée en vigueur concernant la géothermie est le Code général des collectivités territoriales. Ce code concerne tout prélèvement, puits ou forage réalisé à des fins d'usage domestique de l'eau. Il est d'application pour la géothermie d'usage domestique (pompes à chaleur) et donc pour les projets de géothermie pour lequel le Code Minier n'impose pas de permis. Ce code ne sera de ce fait pas considéré dans le cadre de cette étude.

Pour des projets de géothermie, la législation cadre est donc principalement déterminée par le Code Minier et ensuite par le Code de l'Environnement.

Dans la suite de l'étude, une attention particulière sera dès lors portée sur ces deux aspects principaux de la législation française.

8.2.2 Acteurs importants

Quelques acteurs ayant une importance non négligeable dans le développement de la géothermie profonde en France sont :

Le BRGM

Le BRGM (Bureau de Recherches Géologiques et Minières) est l'établissement public de référence dans le domaine des sciences de la Terre pour gérer les ressources et les risques du sol et du sous-sol. Il s'agit d'un établissement public à caractère industriel et commercial (EPIC) dont le statut a été redéfini en 2004. Il est placé sous la double tutelle du ministère de l'Enseignement supérieur et de la Recherche et du ministère de l'Ecologie, du Développement durable, des Transports et du Logement.

Ses actions s'articulent autour de 4 missions : recherche scientifique, appui aux politiques publiques, coopération internationale, sécurité minière.

Pour information : <http://www.brgm.fr>.

L'ADEME

L'ADEME est l'Agence de l'Environnement et de la Maîtrise de l'Energie. L'ADEME est un Etablissement public à caractère industriel et commercial, placé sous la tutelle conjointe des ministères en charge de l'Écologie, du Développement durable, des Transports et du Logement, de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche et de l'Économie, des Finances et de l'Industrie.

L'ADEME participe à la mise en œuvre des politiques publiques dans les domaines de l'environnement, de l'énergie et du développement durable. Elle aide au financement de projets, de la recherche à la mise en œuvre et ce, dans les domaines suivants : la gestion des déchets, la préservation des sols, l'efficacité énergétique et les énergies renouvelables, la qualité de l'air et la lutte contre le bruit.

Pour information : <http://www2.ademe.fr>.

Le Comité national de la géothermie

Le 23 Juillet 2010, le Ministre Jean-Louis Borloo a nommé un comité national de la géothermie. Ce comité fera des propositions pour développer le secteur de la géothermie en France, allant de pompes à chaleur dans les maisons privées à de grandes installations à Soultz-sous-Forêts. L'objectif est de multiplier la production d'énergie en France à partir d'énergie géothermique par un facteur de six pour 2020.

Le Comité national de la géothermie, qui devrait fonctionner selon le modèle de gouvernance à 5 du Grenelle de l'environnement, a débuté ses travaux sur trois enjeux prioritaires : la simplification administrative et la qualité, la formation des personnels et la diffusion de l'information vers chacune des parties intéressées.

Pour information : <http://www.developpement-durable.gouv.fr/Lancement-du-Comite-national-de-la.html>.

8.2.3 Définitions de la géothermie

Dans cette section, les définitions et classifications d'usage pour les projets de géothermie en France sont reprises. La distinction est faite entre la définition utilisée dans un contexte juridique et la définition utilisée par les acteurs clés (experts, scientifiques) dans le domaine.

➤ Définition « juridique »

Dans le Code Minier, les gîtes géothermiques sont classés en gîtes à haute température et gîtes à basse température, selon les modalités définies par un décret en Conseil d'Etat. Ce décret (n°78-498) fixe la limite entre les opérations « haute température » et « basse température » à 150°C. De plus, une troisième catégorie, qui est en fait une sous-catégorie de la catégorie « basse température, est définie par le Code Minier. Cette sous-catégorie reprend les exploitations de « minime importance » et donne lieu à des dérogations en totalité ou partiellement compte tenu de la profondeur et du débit calorifique des exploitations (art 102 1er Livre). Les conditions et modalités d'application pour cette sous-catégorie sont fixées par le décret n°78-498 d u 28 mars 1978 relatif aux titres de recherches et d'exploitation de géothermie. Selon ce Décret, sont considérées comme exploitations géothermiques à basse température de minime importance les prélèvements de chaleur souterraine dont le débit calorifique maximal possible calculé par référence à une température de 20 degrés C est inférieur à 200 thermies par heure et dont la profondeur est inférieure à 100 mètres [200 thermies représente 230 kW]. Ces exploitations sont dispensées de l'autorisation de recherches et du permis d'exploitation prévus aux articles 98 et 99 du code minier.

Schématiquement, les catégories suivantes sont juridiquement définies :

- exploitations géothermiques à haute température : > 150°C
- exploitations géothermiques à basse température : < 150°C
- exploitations géothermiques à basse température de minime importance : débit calorifique < 200 thermies/h (230 kW) et profondeur < 100 m.

En accord avec les objectifs de la présente étude, l'attention principale sera accordée aux exploitations géothermiques à haute et basse température, pas aux exploitations de moindre importance.

➤ **Définition 'd'expert'**

Le BRGM et l'ADEME utilisent la classification suivante:

- La géothermie très basse énergie/température/enthalpie (température inférieure à 30°C)

Elle concerne les aquifères peu profonds (moins de 100 m) d'une température inférieure à 30°C, température très basse qui peut cependant être utilisée pour le chauffage et la climatisation si l'on adjoint une pompe à chaleur pour aller capter les calories contenues dans l'eau ou l'air du sol.

- La géothermie basse énergie/température/enthalpie (30 à 90°C)

Elle consiste en l'extraction d'une eau à moins de 90°C dans des gisements situés entre 1 500 et 2 500 mètres de profondeur. Le niveau de chaleur est insuffisant pour produire de l'électricité mais parfait pour le chauffage des habitations et certaines applications industrielles.

- La géothermie moyenne énergie/température/enthalpie (90 à 150°C)

La géothermie de moyenne énergie se présente sous forme d'eau chaude ou de vapeur humide à une température comprise entre 90 et 150°C. Elle se retrouve dans les zones propices à la géothermie haute énergie, mais à une profondeur inférieure à 1 000 m. Elle se situe également dans les bassins sédimentaires, à des profondeurs allant de 2 000 à 4 000 mètres. Pour produire de l'électricité, une technologie nécessitant l'utilisation d'un fluide intermédiaire qui se vaporise à une température plus basse que l'eau est nécessaire. Ces systèmes de production dite « binaire » se développent aujourd'hui.

- La géothermie haute énergie/température/enthalpie (température supérieure à 150°C)

La géothermie haute énergie concerne les fluides qui atteignent des températures supérieures à 150°C. Les réservoirs, généralement localisés entre 1 500 et 3 000 mètres de profondeur, se situent dans des zones de gradient géothermal anormalement élevé. Lorsqu'il existe un réservoir, le fluide peut être capté sous forme de vapeur sèche ou humide pour la production d'électricité.

- La géothermie profonde des roches chaudes fracturées (hot dry rock)

Elle s'apparente à la création artificielle d'un gisement géothermique dans un massif cristallin. A trois, quatre ou cinq kilomètres de profondeur, de l'eau est injectée sous pression dans la roche. Elle se réchauffe en circulant dans les failles et la vapeur qui s'en dégage est pompée jusqu'à un échangeur de chaleur permettant la production d'électricité.

Les définitions sont reprises dans le tableau récapitulatif, Tableau 5.

Tableau 5 : Tableau récapitulatif des définitions utilisées par le BRGM et l'ADEME

Type de géothermie	Caractéristiques du réservoir	Utilisations
Très basse énergie	Nappe à moins de 100 m $T \leq 30^{\circ}\text{C}$	Chauffage et rafraîchissement de locaux, avec pompe à chaleur
Basse énergie	$30^{\circ}\text{C} < T \leq 90^{\circ}\text{C}$	Chauffage urbain, utilisations industrielles, thermalisme, balnéothérapie
Moyenne énergie	$90^{\circ}\text{C} < T \leq 150^{\circ}\text{C}$	Production d'électricité nécessitant une technologie utilisant un fluide intermédiaire
Haute énergie	Température $> 150^{\circ}\text{C}$	Production d'électricité
Géothermie profonde	Roches chaudes sèches à plus de 3 000 m de profondeur	Au stade de la recherche, pour l'électricité ou le chauffage

➤ **Analyse des définitions**

La définition d'experts s'est partiellement alignée sur la définition juridique (ou la définition juridique s'est alignée sur la définition d'experts). On retrouve le seuil de 150°C dans les deux classifications, et la catégorie de «*minime importance*» s'est traduite dans un seuil de 30°C , toujours respectant la profondeur de 100 m. Mais la classification d'experts a introduit le seuil de 90°C qui divise la catégorie de basse température dans la géothermie basse énergie/température et la géothermie moyenne énergie/température. Le seuil de 90°C représente la température à laquelle la production d'électricité est généralement possible (bien qu'avec des améliorations technologiques, il est actuellement déjà possible de produire de l'électricité à partir d'un fluide d'une température de 80°C).

En ce qui concerne la définition juridique, il est à noter que le seuil de 150°C est une limite assez élevée ; en effet, il n'y a que deux sites exploitées en France, celui de Bouillante, Guadeloupe et celui de Soultz-sous-Forêts, Alsace), qui atteignent une telle température. Le site de Soultz-sous-Forêt appartient également dans la classe de 'géothermie profonde'.

8.2.4 Le Code Minier

Le Code Minier est la réglementation cadre qui s'applique à l'exploitation des gîtes géothermiques de basse et haute température.

Les principaux objectifs du Code Minier sont les suivants :

- optimiser l'exploitation des ressources minières
- minimiser les impacts liés aux exploitations minières en particulier ceux ayant une incidence sur l'environnement (pollution des eaux, de l'air, bruits, risques)
- garantir la santé et la sécurité des travailleurs.

L'idée du Code est que puisque les substances minières appartiennent à l'Etat et non au propriétaire du sol, l'exploitation d'une ressource minière nécessite des autorisations accordées par l'Etat. Le Code Minier met en place le cadre des autorisations nécessaires.

La législation relative à des projets de géothermie émanant du Code Minier est la suivante :

- Code minier, version consolidée au 23 octobre 2010
- Décret n°78-498 du 28 mars 1978 relatif aux titres de recherches et d'exploitation de géothermie
- Décret n°2006-648 du 2 juin 2006 relatif aux titres miniers et aux titres de stockage souterrain. (Version consolidée au 01 mars 2009)

L'article 3 de ce Code indique quelles parties de ce Code sont d'application pour quels types de projets : « Les titres IV, VI bis, VI ter, VIII, IX et X du livre Ier du présent Code s'appliquent à tous les gîtes géothermiques, quelle que soit leur température. En outre, les titres II et III s'appliquent aux gîtes à haute température, les articles 23 et 24 et le titre V aux gîtes à basse température. »

- Titre II : Des recherches de mines
- Titre III : De l'exploitation des mines
- Titre IV : De l'exécution des travaux de recherche et d'exploitation de mines
- Titre V : Des gîtes géothermiques à basse température
- Titre VI bis : Du retrait des titres de recherches et d'exploitation et de la renonciation à ces droits.
- Titre VI ter : Des mutations et amodiations des titres de recherches et d'exploitation.
- Titre VIII : Des déclarations de fouilles et de levés géophysiques
- Titre IX : Des expertises
- Titre X : De la constatation des infractions et des pénalités

Ces titres ne seront pas discutés en détails dans cette étude qui a comme objectif de montrer les grandes lignes de la législation d'application à des projets de géothermie.

De ce fait, une synthèse des principales procédures minières pour les projets de géothermie est donnée ci-dessous par phase d'un projet de géothermie. Le Code Minier fait la distinction entre la phase de recherche, la phase d'exploitation et l'ouverture de travaux de géothermie. Les travaux de forage forment également une étape spécifique.

8.2.4.1 Travaux de forage

Le Code Minier est d'application pour tout sondage dont la profondeur dépasse dix mètres au-dessous de la surface du sol. Toute personne exécutant un sondage, un ouvrage souterrain, un travail de fouille, quel qu'en soit l'objet, dont la profondeur dépasse dix mètres au-dessous de la surface du sol, doit soumettre une déclaration à la DREAL (Direction Régionale de l'Environnement, l'Aménagement et du Logement), ancien DRIRE ou DIREN.

8.2.4.2 De la recherche et de l'exploitation

Les tableaux suivants indiquent les modalités du permis de recherche et du permis d'exploitation. Selon le type de projet (haute ou basse température), les dispositions diffèrent.

Permis de recherche :

Tableau 6 : modalités du permis de recherche

	Géothermie haute température	Géothermie basse température
Procédures	- avec permis exclusif de recherche (PER) (accordée par arrêté ministériel). - par le propriétaire ou avec l'autorisation du propriétaire du sol, après déclaration au préfet. - avec l'autorisation ministérielle si défaut d'accord du propriétaire (décret du 14 août 1923).	- avec autorisation de recherche (accordée par arrêté préfectorale) (Le permis de recherche de haute température vaut autorisation de recherche de géothermie basse température)
Réglementation	Code Minier Titre II Décret n°2006-648	Code Minier Titre V Décret n°78-498
Enquête publique	Non	Oui (15 jours minimum)
Mise en concurrence	si PER : oui (30 jours) Pas de PER: non	Oui (15 jours)
Durée maximale de l'autorisation	Si PER: 5 ans. Prolongations possibles : 5 ans, deux fois	3 ans
Droit de recherche	Si PER : exclusif Pas de PER : non exclusif	Exclusif
Utilisation des produits	Si PER : autorisée Pas de PER: nécessite autorisation par arrêté préfectoral	Interdite
Pièces à fournir	Si PER : identification du demandeur ; mémoire technique ; programme des travaux envisagés ; engagement financier ; cartes ; notice d'impact environnementale.	Identification du demandeur ; justification capacités techniques et financières ; programme des travaux envisagés ; disposition d'entretien des ouvrages (eaux souterraines etc.) ; dispositions pour déversements ; cartes (dont géol.) : mémoire géologique; infos diverses ; étude d'impact (ou lors de l'ouverture des travaux).

Le permis exclusif de recherche pour les projets haute température définit un périmètre dans lequel la recherche peut s'effectuer.

L'autorisation pour un projet basse température détermine soit l'emplacement du ou des forages à entreprendre, soit le tracé d'un périmètre à l'intérieur duquel ces forages peuvent être exécutés. Le titulaire de l'autorisation de recherches est seul habilité, dans le périmètre ainsi défini, à réaliser des forages pour la recherche de gîtes géothermiques.

Le cas échéant, un périmètre de protection peut être fixé par arrêté à l'intérieur duquel peuvent être interdits ou réglementés tous travaux souterrains susceptibles de porter préjudice à l'exploitation géothermique.

Dans le cadre des projets de haute température, le permis exclusif de recherches de substances autres que les hydrocarbures liquides ou gazeux est également nommé le « permis M ».

Permis d'exploitation :

Tableau 7 : Modalités du permis d'exploitation

	Géothermie haute température	Géothermie basse température
Document	Concession (par décret en Conseil d'Etat)	Permis d'exploitation
Réglementation	Code Minier Titre III Décret n°2006-649	Code Minier Titre V Décret n°78-498
Enquête publique	Oui (30 jours)	Oui (15 jours minimum), sauf si autorisation de recherche préalable (demande ciblée)
Mise en concurrence	PER préalable : non. Pas de PER préalable : oui.	Oui, sauf si autorisation de recherche préalable (demande ciblée)
Durée maximale de l'autorisation	50 ans Prolongations : 25 ans.	30 ans Prolongations : 15 ans.
Droit de recherche	Oui, dans un volume délimité en surface et illimité en profondeur.	Oui, dans un volume délimité en surface et en profondeur.
Pièces à fournir	Identification du demandeur ; mémoire technique ; programme des travaux envisagés ; engagement financier ; cartes ; notice d'impact environnementale.	Identification du demandeur ; justification capacités techniques et financières ; programme des travaux envisagés ; disposition d'entretien des ouvrages (eaux souterraines etc.) ; dispositions pour déversements ; cartes (don géol.) ; mémoire géologique ; infos diverses ; étude d'impact (ou lors de l'ouverture des travaux).

Basse température : Le titulaire d'une autorisation de recherches peut seul obtenir, pendant la durée de cette autorisation, un permis d'exploitation qui englobe les emplacements des forages autorisés ou qui est situé en tout ou en partie à l'intérieur du périmètre de ladite autorisation.

L'enquête publique pour l'obtention d'une concession et d'un permis d'exploitation est réalisée conformément au chapitre III du titre II du livre 1er du code de l'environnement.

La mise en concurrence ouvre la possibilité pour des concurrents de soumettre une demande de permis/concession pour le même domaine et la même substance.

En ce qui concerne les droits de recherche dans le cadre de l'exploitation, nous constatons que pour la concession ce droit est dans un volume délimité en surface et illimité en profondeur et que pour le permis d'exploitation ce droit couvre également un volume délimité en surface et en profondeur.

Un exemple de concession est celui de la société Géothermie Bouillante en Guadeloupe :

Décrets, arrêtés, circulaires

TEXTES GÉNÉRAUX

MINISTÈRE DE L'ÉCOLOGIE, DE L'ÉNERGIE, DU DÉVELOPPEMENT DURABLE ET DE L'AMÉNAGEMENT DU TERRITOIRE

Décret du 17 juin 2009 accordant à la société Géothermie Bouillante une concession de gîtes géothermiques dite « Concession de Bouillante » (Guadeloupe)

NOR : DEVE0829067D

Par décret en date du 17 juin 2009, il est accordé à la société Géothermie Bouillante, pour une durée de cinquante ans jusqu'au 30 avril 2050, une concession de gîtes géothermiques à haute température, d'une superficie d'environ 24 kilomètres carrés portant sur partie du territoire de la commune de Bouillante (Guadeloupe) et sur les fonds marins du domaine public maritime.

Conformément au plan au 1/50 000 annexé à ce décret, le périmètre de la concession de Bouillante est constitué par un polygone à côtés rectilignes reliant les sommets définis ci-après par leurs coordonnées système WGS 84, UTM zone 20 hémisphère Nord :

SOMMETS	COORDONNÉES X UTM WGS 84	COORDONNÉES Y UTM WGS 84
O	630 577	1788 696
P	633 577	1788 696
W	633 577	1781 196
V	633 077	1780 696
S	630 577	1780 696

Nota. – Le texte complet de l'arrêté et le plan peuvent être consultés au ministère de l'écologie, de l'énergie, du développement durable et de l'aménagement du territoire, direction de l'énergie, sous-direction systèmes électriques et énergies renouvelables, bureau des énergies renouvelables, 61, boulevard Vincent-Auriol, 75703 Paris Cedex 13, ainsi qu'à la DRIRE Antilles-Guyane, Pointe Buzaré, BP 7001, 97307 Cayenne Cedex.

Figure 10 : Concession de Bouillante (France)

8.2.4.3 Ouverture de travaux de géothermie

L'ouverture de travaux de recherche et d'exploitation de mines est subordonnée à une autorisation administrative, accordée, après enquête publique et consultation des communes intéressées, dans les conditions prévues par décret en Conseil d'Etat.

L'enquête publique est à nouveau réalisée conformément au chapitre III du titre II du livre 1er du code de l'environnement. Des critères et les seuils sont déterminés au-dessous desquels les travaux de recherches et d'exploitation de mines sont dispensés d'enquête publique ou soumis à déclaration. L'autorisation, qui peut être complétée ultérieurement, fixe les conditions particulières dans lesquelles les travaux de recherches et d'exploitation sont réalisés.

Les articles 79 et 79-1 mentionnent les intérêts à prendre en compte pendant les travaux :

« les travaux de recherches ou d'exploitation d'une mine doivent respecter les contraintes et les obligations afférentes à la sécurité et la santé du personnel, à la sécurité et la salubrité publiques, aux caractéristiques essentielles du milieu environnant, terrestre ou maritime, à la solidité des édifices publics et privés, à la conservation des voies de communication, de la mine et des autres mines, et plus généralement aux intérêts de l'archéologie et aux intérêts énumérés par les dispositions des articles L. 621-1 (1), L. 621-2 et L. 621-7 du code du patrimoine, des articles L. 211-1, L. 331-1, L. 332-1 et L. 341-1 du code de l'environnement, de l'article 1er de la loi n° 76-629 du 10 juillet 1976 relative à la protection de la nature, ainsi qu'aux intérêts agricoles des sites et des lieux affectés par les travaux et par les installations afférents à l'exploitation. »

Et

« Tout exploitant de mines est tenu d'appliquer à l'exploitation des gisements les méthodes confirmées les plus propres à porter au maximum compatible avec les conditions économiques le rendement final de ces gisements, sous réserve de l'application des dispositions de l'article 79. En cas de non-respect de cette obligation, l'autorité administrative peut prescrire à l'exploitant toute mesure destinée à en assurer l'application. »

8.2.4.4 Développements

Des modifications au Code Minier sont prévues. Selon les contacts avec le BRGM, l'élargissement de la catégorie de minime importance est en cours d'étude. L'idée serait de modifier le seuil de 100m vers une plus grande profondeur. Comme la plupart des projets sont à des profondeurs de 100, 200, 300 m, plus de projets de géothermie seraient ainsi dispensés du suivi du Code Minier ce qui rendrait plus facile un grand nombre de projets de géothermie.

8.2.5 Aspects environnementaux

La législation environnementale est gérée par le Code de l'Environnement. Ce Code est l'ancienne « loi de l'eau ». Cette législation a également de l'importance pour des projets de géothermie puisque le Code Minier ne couvre par exemple pas l'aspect « eau », et donc pour tout ce qui concerne les prélèvements et la réinjection, la législation environnementale doit être suivie.

En France, il y a une approche similaire à celle qui prédomine en Wallonie pour gérer les impacts sur l'environnement d'une activité et/ou installation. Il y a également une liste des installations classées pour la protection de l'environnement (ICPE).

Toute exploitation industrielle ou agricole susceptible de créer des risques ou de provoquer des pollutions ou nuisances, notamment pour la sécurité et la santé des riverains est une installation classée.

Les activités relevant de la législation des installations classées sont énumérées dans une nomenclature qui les soumet à un régime d'autorisation ou de déclaration en fonction de l'importance des risques ou des inconvénients qui peuvent être engendrés :

- Déclaration : pour les activités les moins polluantes et les moins dangereuses. Une simple déclaration en préfecture est nécessaire
- Autorisation : pour les installations présentant les risques ou pollutions les plus importants. L'exploitant doit faire une demande d'autorisation avant toute mise en service, démontrant l'acceptabilité du risque. Le préfet peut autoriser ou refuser le fonctionnement.

Dans le cas d'une autorisation, une étude d'incidence d'environnement doit être faite.

Par exemple, en ce qui concerne les **prélèvements d'eau**, le débit détermine si une déclaration est à effectuer en préfecture ou une autorisation est à demander :

- Volume totale prélevé > 10 000 m³/an et < 200 000 m³/an → déclaration
- Volume totale prélevé >= 200 000 m³/a → autorisation

Si on estime qu'un projet de géothermie prélève des débits d'environ 500 m³/h, on dépasse le seuil de 200 000 m³/an. Ceci signifie qu'une autorisation doit être obtenue et qu'une EIE doit être réalisée.

Pour la **réinjection**, les classes suivantes sont faites :

- Injection > 8 m³/an et < 80 m³/an → déclaration
- Injection > 80 m³/an → autorisation

Les seuils pour la réinjection sont beaucoup plus inférieurs que pour le prélèvement. Chaque projet de géothermie profonde sera inférieur à 80 m³/an qui nécessite à nouveau une autorisation et une EIE.

La recherche de gîte géothermique est également concernée par le code de l'environnement et, si située dans une zone de protection même par le code de la santé publique :

- Sondage, forage, y compris les essais de pompage, création de puits ou d'ouvrage souterrain, non destiné à un usage domestique, exécuté en vue de la recherche ou de la surveillance d'eaux souterraines ou en vue d'effectuer un prélèvement temporaire ou permanent dans les eaux souterraines, y compris dans les nappes d'accompagnement de cours d'eau → déclaration
- Lorsqu'ils sont situés à l'intérieur du périmètre de protection d'une source d'eau minérale naturelle déclarée d'intérêt public et qu'ils comportent des opérations de sondage ou de travail souterrain, les installations, ouvrages, travaux et activités soumis à déclaration sont également soumis à l'autorisation prévue à l'article L. 1322-4 du code de la santé publique.

8.2.6 Normalisation

Puisque le Code Minier ne prévoit que des procédures et pas de prescription générale, et suite à l'article 14 de la directive RES¹ concernant les systèmes de certification ou des systèmes de

¹ Article 14 de la directive 2009/28/CE relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables :

qualification équivalents pour les systèmes géothermique superficiels et de pompes à chaleur de petit taille, une normalisation pour l'encadrement technique des opérations est (en cours d'être) faite en France.

Comme en Belgique, une norme n'a pas le statut juridique d'une loi, mais en cas de procès le juge s'appuie sur la norme puisque les normes sont considérées comme « les règles d'art » qui doivent être respectées par les professionnels.

En France les normes suivantes par rapport à la géothermie sont d'application :

- NF X10-970 (AFNOR) : Forage d'eau et de géothermie - Sonde géothermique verticale (échangeur géothermique vertical en U avec liquide caloporteur en circuit fermé) - Réalisation, mise en œuvre, entretien, abandon - août 2010
- NF X10-999 (AFNOR) : Forage d'eau et de géothermie - Réalisation, suivi et abandon d'ouvrage de captage ou de surveillance des eaux souterraines réalisés par forages (AFNOR) – avril 2007
- FD X10-980 (AFNOR) : Forage d'eau et de géothermie - Réalisation, suivi et abandon d'ouvrage de captage ou de surveillance des eaux souterraines réalisés par forages - Démarches administratives

La première s'applique principalement aux projets de géothermie très basse énergie, les deux autres s'appliquent en principe à tous les projets de géothermie, mais est probablement moins applicable pour des projets de géothermie haute température puisque une approche au cas par cas est bien plus nécessaire que pour les autres catégories.

« les États membres veillent à ce que des systèmes de certification ou des systèmes de qualification équivalents soient mis à la disposition, le 31 décembre 2012 au plus tard, des installateurs [...] de systèmes géothermiques superficiels et de pompes à chaleur de petite taille ».

8.3 L'ALLEMAGNE

En Allemagne, 30 à 40 projets de géothermie profonde ont déjà été réalisés. Les installations les plus anciennes datent de plusieurs dizaines d'années. L'Allemagne prend avec une capacité thermique d'environ 2.5 GW une des premières places en ce qui concerne la capacité installée. La production d'électricité à partir de la géothermie profonde n'est pas encore très développée en Allemagne, mais des installations prévues à cet effet sont actuellement en cours de construction.

Personnes contactées dans le cadre de cette recherche :

Mr Eckeard Büscher, coordinateur international, BV Geothermie
Mr Weimann Thorsten, Wirtschaftsforum Geothermie e.V.
Mr Jörg Mühlhoff, Agentur für Erneuerbare Energien.

8.3.1 Structure de la législation relative à la géothermie

L'Allemagne étant un État fédéral, la structure de la législation est déterminée par le partage des compétences entre « Länder » et « Bund ». La Constitution détermine les sujets pour lesquels le Bund a autorité, pour lesquels le Bund et les Länder ont ensemble autorité, et pour lesquels les Länder ont autorité.

Il ya donc trois types de dispositions législatives en Allemagne: les lois uniquement fédérales (comme la défense, la monnaie), les lois communes (zogenoemde toestemmingswetten, par exemple, les impôts) et la législation des Länder. Les domaines de compétence des Länder sont surtout la police et l'éducation mais également l'environnement, la construction, l'aide sociale, le commerce de détail. Certains domaines ne relèvent de la compétence des Länder que dans la mesure où — et aussi longtemps que — il n'existe pas de législation fédérale. Les lois fédérales ont la priorité sur les lois des Länder : « Bundesrecht bricht Landesrecht » (art. 31 de la Constitution).

En Allemagne, la législation cadre pour des projets de géothermie est la **Loi minière** « Bundesberggesetz ». Cette loi, qui date du 13 août 1980, est une loi fédérale. Elle traite la recherche, l'exploitation et la transformation des ressources minières (« Bodenschätzen »). Entre autres, la géothermie est considérée comme une telle ressource minière.

La loi „Lagerstättengesetz“ (LagerStG) sur l'exploration des dépôts utiles/intéressants est une loi fédérale qui est issue de la législation minière. Elle règle l'obligation de déclaration et d'information sur des recherches géophysiques dans le sous-sol. L'obligation d'informer la Service Géologique des Länder existe pour chaque forage de plus de 100m de profondeur.

Ensuite, plusieurs réglementations doivent être suivies pour des projets de géothermie, tout comme pour chaque projet qui peut avoir un impact sur l'environnement dans le sens large.

Une première est la **loi sur l'eau** (Gesetz zur Ordnung des Wasserhaushalts). Cette loi forme une partie importante du Droit de l'eau allemand. Elle est d'application depuis le 31 juillet 2009 et est également une loi fédérale. La loi traite de la protection et l'utilisation de l'eau de surface et du sous-sol et impose dès lors certaines conditions aux activités avec incidences possibles sur les eaux. L'obtention d'un permis sur l'eau (wasserrechtliche Erlaubnis) est exigée. Elle est donc également d'application pour des projets de géothermie. Ici l'interaction avec l'eau (potable) est visée. Dans le cas des projets de circuits fermés, on n'est pas tenu par cette loi car on n'interfère pas avec l'eau

potable, même pas avec l'eau souterraine en général. De même, pour des projets très profonds où il n'y a aucune interaction avec l'eau potable, on n'est pas tenu par cette loi.

Une deuxième loi « générale » est la loi sur la protection de la nature et le soin du paysage (Gesetz über Naturschutz und Landschaftspflege). Cette loi stipule que si des impacts sont attendus sur la nature ou le paysage, il faut une décision sur la prévention, la remise en état et une compensation selon les conditions du Baugesetzbuches.

(§ 18 Verhältnis zum Baurecht : « Sind ... Eingriffe in Natur und Landschaft zu erwarten, ist über die Vermeidung, den Ausgleich und den Ersatz nach den Vorschriften des Baugesetzbuches zu entscheiden. » =

D'autres éléments à respecter sont les dispositions de „l'Immissionsschutzrecht“ (protection de l'air ambiant) qui sont notamment traduites dans le TA Luft et TA Lärm (TA =Technische Anleitung).

Pour des projets de géothermie, la législation cadre est donc déterminée par la loi minière et en deuxième lieu par la législation sur l'eau (potable). Les autres lois mentionnées ci-dessus, ne sont pas spécifiquement axées sur les projets de géothermie. Dans la suite de l'étude, nous nous focaliserons dès lors sur ces aspects principaux de la législation allemande.

Autant la législation minière que la législation environnementale sont gérées par le Ministère de l'Environnement.

Pour un projet de géothermie, un seul permis intégrant les différents permis (autorisations) doit être obtenu.

Les outils législatifs consultés dans le cadre de cette recherche sont :

- Gesetz über Naturschutz und Landschaftspflege http://bundesrecht.juris.de/bnatschg_2009/
- Gesetz zum Schutz vor schädlichen Umwelteinwirkungen durch Luftverunreinigungen, Geräusche, Erschütterungen und ähnliche Vorgänge <http://bundesrecht.juris.de/bimschg/index.html> zie ook wikipedia: <http://de.wikipedia.org/wiki/Bundes-Immissionsschutzgesetz>
- Technische Anleitung zum Schutz gegen Lärm.

8.3.2 Acteurs importants

Quelques acteurs importants dans le développement de la géothermie en Allemagne sont les suivants:

Bundesverband Geothermie

L'association fédérale de géothermie a près de 900 membres qui proviennent de tous les horizons de la géothermie: chercheurs, représentants des autorités compétentes, urbanistes, architectes, journalistes, institutions de recherche, de forage, services de forage, de puits et de sociétés de chauffage, de la chaleur fabricants de pompes et de tuyaux, fournisseurs, le commerce du matériel, les municipalités, les services publics, de l'énergie, les services publics et le chauffage urbain et toutes autres personnes intéressées dans l'utilisation de la géothermie. Elle couvre alors l'ensemble des technologies de l'énergie géothermique.

Son objectif est d'informer le public sur la géothermie, de motiver la politique afin de soutenir la géothermie et d'améliorer le cadre juridique et administratif.

Au niveau européen elle est active dans le EGEC, le European Geothermal Energy Council, et au niveau international dans le IGA (International Geothermal Association).

Pour information : <http://www.geothermie.de/>.

Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU)

Le Ministère fédéral de l'Environnement, sous la tutelle du Ministre fédéral Dr. Norbert Röttgen, est l'autorité principale en ce qui concerne la géothermie en Allemagne. Le Ministère couvre les aspects miniers, techniques et environnementaux d'un projet de géothermie.

Pour information, un site spécifique pour les énergies renouvelables, dont la géothermie est : <http://www.erneuerbare-energien.de>

En ce qui concerne les programmes de subvention pour les énergies renouvelables, dont fait partie la géothermie, le Ministère de l'Economie est le Ministère qui prend les décisions.

Internationalen Geothermiezentrum (International Geothermal Center)

Le GeothermieZentrum NRW (Rhénanie-du-Nord/Westphalie) à Bochum est une institution regroupant des associations de recherche dans les domaines scientifique et économique travaillant en étroite collaboration avec les pouvoirs publics et la politique. Grâce à ces multiples attaches, il tient lieu de centre de compétences et d'interlocuteur pour toutes les questions concernant l'utilisation et l'obtention d'énergie géothermique.

Pour information : <http://www.geothermie-zentrum.de/>

8.3.3 Définitions de la géothermie

➤ Définitions 'juridiques'

Bien que dans la loi minière ce ne soit pas formulé d'une manière directe, il peut être conclu que des projets qui descendent à plus de 100 m sont toujours tenus par la loi minière. Un consensus général existe sur ce point [cf. Bundesverband geothermie]. En ce qui concerne les projets de moins de 100m de profondeur, la loi ne définit pas clairement si ces projets y sont soumis. En pratique, les autorités des Länder appliquent la règle que pour des projets de moins de 100m de profondeur et pour une utilisation sur le site lui-même, la loi minière ne s'applique pas.

➤ Définitions 'scientifiques'

Plusieurs classifications sont utilisées en Allemagne par les différents acteurs de la géothermie. La plus souvent retrouvée est celle reprise dans la VDI-richtlinie 4640 "Thermische Nutzung des untergrundes" (2000). La VDI-richtlinie est une ligne directrice établie par le « Verein Deutscher Ingenieure » et définit l'énergie géothermique comme l'énergie stockée sous forme de chaleur sous la superficie de la terre fixe. (Geothermische Energie ist die in Form von Wärme gespeicherte Energie unterhalb der Oberfläche der festen Erde. Synonyme sind Erdwärme oder auch Geothermie.)

La ligne directrice fait la distinction entre la géothermie superficielle et la géothermie profonde et met le seuil à 400 m de profondeur. Géothermie profonde est également liée à une utilisation directe et donc au minimum à partir d'une température du fluide de 20 °C. La géothermie profonde reprend des systèmes qui exploitent l'énergie géothermique par des forages de plus de 400 m et qui peuvent utiliser l'énergie en direct, donc sans pompes à chaleur.

Moins répandu est la sous-classe de la géothermie profonde qui est également défini par la ligne directrice. Cette sous-classe reprend la géothermie profonde dans le sens stricte, à partir de 1000m.

La classification suivante peut être retrouvée dans le document rédigé pour aider les services géologiques „Tiefe Geothermie: Nutzungen der geothermischen Energie aus dem tiefen Untergrund – Arbeitshilfe für Geologische Dienste“

- Géothermie superficielle : normalement jusque 150 m, max. 400 m,
- Géothermie profonde : une utilisation directe, > 400 m & T > 20 °C
- Géothermie profonde dans le sens stricte (tiefer Geothermie im eigentlichen Sinn) : > 1000m & T > 60°C

Pour cette classification le document se base en effet sur la ligne directrice du VDI. Le document mentionne également que la transition entre systèmes n'est pas stricte.

Parfois, le seuil de 2000 m est utilisé pour indiquer la « vraie géothermie profonde ».

8.3.4 La loi minière

Dans la loi minière, une différence est faite entre les ressources minières qui appartiennent au propriétaire du site (« grundeigenen ») et celles qui n'appartiennent pas au propriétaire mais bien à la communauté et donc à l'Etat fédéral (« bergfrei »). La géothermie est reprise dans la dernière catégorie, ce que nous appellerons « les ressources minières libres ».

§ 3 Bundesberggesetz: „Als bergfreie Bodenschätze gelten:

1. alle Bodenschätze im Bereich des Festlandssockels und,
2. soweit sich aus aufrechterhaltenen alten Rechten (§§ 149 bis 159) nichts anderes ergibt,

a) alle Bodenschätze im Bereich der Küstengewässer sowie

b) Erdwärme und die im Zusammenhang mit ihrer Gewinnung auftretenden anderen Energien (Erdwärme). »

La loi impose pour de projets de géothermie l'obtention d'un permis pour la recherche (« eine Erlaubnis ») et un permis pour l'exploitation (« eine Bewilligung »). A côté de cela, une concession doit également être obtenue pour des projets de géothermie.

8.3.4.1 Forages

La loi „Lagerstättengesetz“ (abrogée comme LagerStG) est la loi sur l'exploration des dépôts utiles/intéressants. La loi est une loi fédérale qui est issue de la législation minière. Elle règle l'obligation de déclaration et d'information auprès du Service Géologique des Länder sur des recherches géophysiques dans le sous-sol. La loi sur l'eau impose également une déclaration pour des travaux qui peuvent interférer avec l'eau souterraine.

Des forages doivent être déclarés au moins un mois avant de commencer les travaux auprès des autorités locales des eaux, l'Untere Wasserbehörde (UWB) (loi sur l'eau § 49) et deux semaines avant

de commencer les travaux auprès du « Bergamt » des länder (l'autorité compétente pour les mines) (§ 127 paragraphe 1 n °1 Loi sur les mines et l'article 1 § 4 LagerstG). Si endéans 4 semaines, il n'y a pas de réponse des autorités, le dossier est accepté et les forages peuvent avoir lieu conformément aux normes et les lignes directrices à ce sujet. Pour les forages de plus de 100 m de profondeur, cela ne vaut que dans la mesure où le « Bergamt » dans ce délai n'exige pas la présentation d'un plan d'exploitation (« Betriebsplan »).

La pratique montre qu'en général le Bergamt n'exige qu'un plan d'exploitation pour des forages qui descendent entre plus de 400 et 600 m de profondeur. Evidemment ces projets sont également sensés suivre les règles d'art définies dans les lignes directrices et les systèmes normatifs.

8.3.4.2 La recherche et l'exploitation

Permis de recherche

Comme pour toutes les ressources minières libres, la loi des mines impose, dans le cadre de projets de géothermie, l'obtention d'un permis pour la recherche (« eine Erlaubnis »).

Le permis est accordé pour un domaine spécifique (Feld) et accorde un droit exclusif. Le permis d'exploitation donne le droit de faire de la recherche pour des ressources minières nommées dans le permis.

L'autorité minière (Bergamt) est l'autorité compétente.

La possession du permis de recherche, donne une priorité pour l'obtention du permis d'exploitation dans le futur. La durée maximale du permis de recherche est 5 ans, une prolongation de 3 ans est toujours possible.

Après obtention du permis de recherche, un plan d'exécution doit être établi avant d'effectuer la dite recherche.

Permis d'exploitation

Comme pour toutes les ressources minières libres, la loi des mines impose, pour de projets de géothermie, l'obtention d'un permis d'exploitation (« eine Bewilligung »).

Le permis d'exploitation donne le droit d'extraire des ressources minières nommées dans le permis. Le permis est accordé pour un domaine spécifique (Feld) et accorde un droit exclusif. Des recherches parallèles sur le même domaine ne sont donc pas possibles. Mais l'extraction de différentes substances ou des usages différents du sous-sol, comme le stockage de charbon, est bien possible dans le même domaine. Ceci peut induire des conflits d'utilisation, mais garantit néanmoins l'exclusivité du permis.

Le permis reprend certaines conditions, entre autres relatives au financement, au programme de travail (arbeitsprogramm), aux ressources minières ne pouvant être compromises (in het gevaar gebracht), aux intérêts publics ne pouvant être plus importants etc.

Le permis peut être retiré, en cas de non respect de ces conditions.

La durée du permis d'exploitation est déterminée au cas par cas, mais est en général comprise entre 20 et 50 ans ou jusqu'à épuisement de la ressource.

Après obtention du permis d'exploitation, un plan d'exécution doit être établi avant de procéder à l'extraction. Dans ce plan, les considérations suivantes doivent être reprises :

- La protection des travailleurs selon les normes actuelles
- La protection de la surface, de la nature
- La réduction des émissions
- La prévention d'influences négatives sur les ressources du sous-sol.

8.3.4.3 Développements

Il n'y a pas de modifications récentes, ni prévues, de la législation actuellement en vigueur en Allemagne.

8.3.5 Aspects environnementaux

En Allemagne, il y a également l'obligation d'effectuer des études d'incidences environnementales « Umweltverträglichkeitsprüfung » (UVP) dans certains cas. L'étude d'incidences environnementales (EIE) est un élément indépendant des procédures administratives, qui sert à la décision sur la recevabilité de projets.

Les études d'incidences sont régies par la loi « Gesetz über die Umweltverträglichkeitsprüfung ». L'annexe 1 de cette loi reprend la liste des activités soumises à EIE. La liste est une liste ouverte, et donc les autorités compétentes peuvent demander une EIE pour des activités qui ne sont pas nommées dans la liste.

Dans cette liste on retrouve entre autre des « forages profonds ayant comme objectif de prélever de l'eau ». Pour cette activité, une EIE n'est pas obligatoire de manière systématique ; un examen préalable doit d'abord être mené. Cet examen évalue les critères repris à l'annexe 2 de la loi en question.

En pratique il semble qu'une EIE soit obligatoire pour des forages d'une profondeur de 1000 m ou plus et situés dans des zones de protection de la nature.

L'injection de l'eau ne figure selon nous pas sur la liste de l'annexe 1.

Pour information, la loi peut être consultée sur <http://bundesrecht.juris.de/uvpg/index.html>.

Dans le cadre de la loi sur l'eau, un permis doit également être obtenu. En pratique, ce permis est de moindre importance par rapport aux permis exigés dans le cadre de la loi minière.

8.3.6 Normalisation

En Allemagne, il y a une normalisation pour l'encadrement technique des opérations. Au niveau de l'association des ingénieurs allemands (VDI), la norme suivante peut être mentionnée :

- VDI 4640 – Sheet 2 : Thermal use of the underground - Ground source heat pump systems (en révision) – publiée en 2001

Au niveau de bureau de normalisation allemand, le DIN, le projet de norme suivant peut être mentionné :

- DIN EN 16228-2 Projet de norme, transposition européenne: prEN 16228-2:2011 : Drilling and foundation equipment - Safety - Part 2: Mobile drill rigs for civil and geotechnical engineering, quarrying and mining; (Geräte für Bohr- und Gründungsarbeiten - Sicherheit - Teil 2: Mobile Bohrgeräte für Tiefbau, Geotechnik und Gewinnung; Deutsche Fassung prEN 16228-2:2011)

Le DIN mentionne sur son site web la ligne directrice technique :

- DVGW W 120-2 Qualifikationsanforderungen für die Bereiche Bohrtechnik und oberflächennahe Geothermie (Erdwärmesonden) (édition décembre 2010)

8.4 LES PAYS-BAS

Les Pays-Bas ont une grande expérience dans le domaine de la géothermie superficielle, c.-à.-d. l'usage de pompes à chaleur. Depuis quelques années, l'attention se porte de plus en plus sur la géothermie profonde également. Les premiers projets ont été réalisés dernièrement. De plus, des réflexions importantes concernant la géothermie profonde sont en cours actuellement. En effet, en avril 2011, un plan d'action consacré à la chaleur du sous-sol a été publié par le Ministre compétent pour la géothermie. Le plan se trouve en annexe de ce rapport (Annexe 1)

Personnes contactées dans le cadre de cette recherche :

M. Michael de Vos, Staatstoezicht op de Mijnen

M. Victor Van Heekeren, Platform Geothermie

8.4.1 Structure de la législation relative à la géothermie

Aux Pays-Bas, la législation se traduit par des lois (« wetten »). Différentes lois peuvent contenir chacune différents éléments d'un domaine politique déterminé (par exemple, l'environnement). Ces lois sont ensuite mises à exécution par le biais d'une réglementation complémentaire dont les mesures de gestion générales (AMvB), les arrêtés royaux et les arrêtés ministériels en sont les formes principales.

Aux Pays-Bas, la **Loi sur les mines** est la législation principale qui régit la géothermie profonde. La Loi sur les mines ou, plus précisément, la « *Wet van 31 oktober 2002, houdende regels met betrekking tot het onderzoek naar en het winnen van delfstoffen en met betrekking tot met de mijnbouw verwante activiteiten* », stipule déjà clairement dans son article 1 que les « activités apparentées à l'extraction minière » portent notamment sur les activités relatives à la géothermie en définissant la géothermie dans l'article 1.

L'exposé des motifs de la Loi sur les mines argumente ce choix comme suit : « Régir la question dans la Loi sur les mines s'impose étant donné que l'extraction de l'énergie géothermique est comparable l'extraction de minéraux. Dans les deux cas, le même type de techniques d'extraction est utilisé et, dans les deux cas, il s'agit d'un bien précieux qui a vu le jour dans le sous-sol et appartient en principe à la communauté. »

En ce qui concerne la géothermie, la Loi sur les mines n'est d'application que dans la mesure où l'énergie géothermique est présente à une profondeur de plus de 500 mètres du niveau du sol. La Loi sur les mines relève de la compétence du Ministère des Affaires économiques (ELI) et détermine les autorisations nécessaires pour pouvoir procéder à l'exploration et l'extraction de l'énergie géothermique. La Loi sur les mines a été approfondie dans l'Arrêté sur les mines et le Règlement sur les mines.

Par ailleurs, l'**Arrêté établissant les règles environnementales générales en matière d'exploitation minière** est important aussi. Cet arrêté détermine les règles environnementales en ce qui concerne les installations mobiles et les installations sous-marines, une installation mobile étant définie comme une installation déplaçable pour pratiquer, tester, entretenir, réparer ou mettre hors service un trou de forage. Par conséquent, cette réglementation doit être respectée pour tous les forages et donne lieu à l'autorisation environnementale d'exploitation minière.

Une autre loi importante pour les projets de géothermie est la **Loi portant des dispositions générales en matière de droit environnemental (WABO)**. Cette loi date de novembre 2008 et régit

le régime des permis relatifs aux activités qui exercent une influence sur le milieu physique et au maintien des réglementations en matière de milieu physique. Le 1^{er} octobre 2010, le permis d'environnement WABO qui implique notamment une simplification administrative pour les projets de géothermie a été adopté. Il permet de combiner des autorisations locales autrefois distinctes (permis de bâtir, permis d'aménagement, etc.) en un seul permis d'environnement WABO.

Alors que la Loi sur les mines et le permis d'environnement pour l'exploitation minière sont prévus spécifiquement pour les projets de géothermie, ce n'est pas le cas du permis d'environnement WABO. Par conséquent, les parties suivantes porteront principalement sur la Loi sur les mines et l'arrêté correspondant.

8.4.2 Acteurs importants

Platform Geothermie

La Platform Geothermie ou plate-forme géothermie est une association sans but lucratif (ONG) axée sur la promotion de l'application de la géothermie (profonde) aux Pays-Bas. La plate-forme est soutenue par Senter Novem et le Ministère des Affaires économiques, de l'Agriculture et de l'Innovation (ELI). La plate-forme procède notamment par le transfert de connaissances et l'information à propos de la géothermie (profonde). Outre la diffusion de connaissances, la plate-forme se livre aux activités suivantes :

- le développement d'un cadre politique national
- la défense des intérêts nationaux et internationaux sur le plan de la géothermie profonde
- l'initiation et le soutien de projets locaux ou régionaux
- la participation à des études et leur coordination

La plate-forme est soutenue par ses membres, un groupe d'organisations diverses ayant en commun l'intérêt qu'ils partagent dans la géothermie. La plate-forme géothermie est tournée à la fois vers l'offre et la demande et les participants sont notamment des entreprises énergétiques, des bureaux de conseil, des organismes de connaissances, des provinces et communes, des entreprises de forage, des institutions financières et des utilisateurs de la géothermie. De ce fait, la plate-forme est un interlocuteur central pour les autorités et le marché en proposant des activités dans ce secteur.

Pour information : <http://www.geothermie.nl/>

Ministère des Affaires économiques, de l'Agriculture, et de l'Innovation (EL&I)

En ce qui concerne la politique en matière de géothermie, l'EL&I est de loin le Ministère le plus important. Pour le moment, le Ministère est placé sous la tutelle du Ministre Verhagen. Tant la Loi sur les mines que les régimes de subsides relèvent de ce Ministère.

Pour information : <http://www.rijksoverheid.nl/ministeries/eleni>.

Le service Staatstoezicht op de Mijnen (contrôle de l'Etat sur les mines) relève également de la responsabilité de ce Ministère. Ce service est un service d'inspection public établi à La Haye. Il est placé sous la direction de l'Inspecteur général des mines et a été constitué en 1810 à l'époque de l'administration française, lorsque la Loi française sur les mines a été introduite. Le service de contrôle de l'Etat sur les mines exerce un contrôle du respect des réglementations légales qui sont d'application à l'exploration, l'extraction, le stockage et le transport des minéraux. En l'occurrence, le

service se penche sur les aspects de la sécurité, de la santé, de l'environnement, de l'extraction ciblée et des mouvements de terrain.

Pour information : <http://www.sodm.nl/>.

Le rôle du Ministère de l'Infrastructure et de l'Environnement se limite aux aspects environnementaux.

Instituts de recherche

TNO est un organisme de recherche indépendant de droit public exerçant des activités dans une très large gamme de domaines de connaissances. Sur le plan de la géothermie, il faut signaler que TNO intervient (sur la scène internationale) comme le Service géologique des Pays-Bas.

8.4.3 Définitions de la géothermie

➤ **Définitions 'juridiques'**

La Loi sur les mines n'est d'application, en ce qui concerne la géothermie, que dans la mesure où l'énergie géothermique est présente à une profondeur de plus de 500 mètres en dessous du niveau du sol. (art. 2)

➤ **Définitions 'scientifiques'**

La plate-forme géothermie néerlandaise stipule que, même si au sens juridique - la Loi sur les mines - on parle de géothermie profonde à partir d'une profondeur de 500 mètres, il s'agira presque toujours en pratique de profondeurs situées à partir de **1.500 mètres**. Ce parce que, à partir de cette profondeur, la chaleur peut en général être utilisée directement sans l'intervention de pompes à chaleur. A l'échelle internationale, ces applications sont aussi appelées « *Direct Use* ».

De « peu profonde » à « profonde », la plate-forme distingue :

- Pompes à chaleur sur sol → en général pour des habitations/bâtiments individuels
- Systèmes de stockage thermique → bureaux plus grands et groupes d'habitations
- Géothermie profonde / Direct Use → applications collectives sans pompes à chaleur comme les quartiers résidentiels et les serres
- Géothermie très profonde et Enhanced Geothermal Systems (EGS, autrefois connu aussi sous le nom « Hot Dry Rock ») → électricité, industrie et utilisation en cascade.

8.4.4 La Loi sur les mines

En 2002, la Loi établissant les règles relatives à l'exploration et l'extraction de minéraux et aux activités apparentées à l'exploitation minière, en abrégé Loi sur les mines, a été publiée. Avant cela, la loi francophone intitulée « Loi concernant les Mines, les Minières et les Carrières », qui avait été signée le 1^{er} mai 1810 à Anvers par Napoléon, était encore d'application aux Pays-Bas. Depuis lors, une modification complète et approfondie de cette loi n'avait jamais eu lieu aux Pays-Bas jusqu'à la

Loi sur les mines de 2002. C'est donc seulement depuis 2002 que la géothermie a été intégrée également dans la réglementation minière.

La législation relative à des projets de géothermie émanant de la loi minière est la suivante :

- Loi sur les mines du 31 octobre 2002 : Wet van 31 oktober 2002, houdende regels met betrekking tot het onderzoek naar en het winnen van delfstoffen en met betrekking tot met de mijnbouw verwante activiteiten
- Arrêté sur les mines du 6 décembre 2002 : Besluit van 6 december 2002, houdende regels ter uitvoering van de Mijnbouwwet
- Règlement minier du 3 avril 2008
- Arrêté établissant les règles environnementales générales relatives à l'exploitation minière : Besluit van 3 april 2008, houdende regels betreffende het milieu met betrekking tot mobiele installaties en onderzeese installaties → forages

Comme nous l'avons déjà signalé, la Loi sur les mines n'est d'application à la géothermie que dans la mesure où la géothermie est présente à une profondeur de plus de 500 mètres en dessous du niveau du sol. (art2)

En ce qui concerne la géothermie, les éléments suivants sont définis dans la Loi sur les mines :

- énergie géothermique : chaleur présente dans le sous-sol qui y est apparue d'une manière naturelle ;
- exploration d'énergie géothermique : recherche de la présence d'énergie géothermique ou d'autres données à ce propos en utilisant un trou de forage ;
- extraction de l'énergie géothermique : prélèvement de l'énergie géothermique du sous-sol autrement que dans le cadre de l'exploration ou de l'extraction de minéraux ou du stockage de substances ; (art1)

En ce qui concerne la propriété de l'énergie géothermique et la nécessité de déterminer une zone d'extraction, les dispositions suivantes sont convenues :

Dans une autorisation d'extraction de l'énergie géothermique, il faudra déterminer, conformément à l'article 12, alinéa trois, dans quelle zone l'énergie géothermique peut être extraite. Par nature, l'énergie géothermique n'est pas concentrée à un endroit déterminé. Par conséquent, la délimitation de la zone dans laquelle l'extraction peut être effectuée aura en général pour conséquence que l'extraction effective ne peut intervenir que dans une zone (notamment) plus petite. En effet, si l'extraction devait avoir lieu en marge de la zone d'extraction, la chaleur serait en général prélevée aussi au-delà des limites de la zone d'extraction. Pour une explication du régime des permis, il est fait référence au paragraphe 4.

Dans le cadre de la Loi sur les mines, il faut tout d'abord demander un permis d'exploration pour procéder au premier forage. Si celui-ci s'avère suffisamment productif, le permis d'exploration peut être converti en un permis d'extraction.

Par ailleurs, un permis d'environnement d'exploitation minière est nécessaire et quelques autorisations locales (permis de bâtir, permis d'aménagement, etc.) sont d'application également. Depuis l'entrée en vigueur de la Loi établissant les dispositions générales en matière de droit

environnemental (WABO) le 1^{er} octobre 2010, ces dernières sont regroupées en un permis d'environnement WABO. De cette manière, seul 1 interlocuteur/1 guichet est désormais nécessaire. L'autorité compétente pour la géothermie est déterminée selon que l'activité principale est la géothermie ou une autre activité telle que l'agriculture ou la chimie. Si l'activité principale est la géothermie, le Ministère EL&I est l'autorité chargée de délivrer le permis principal. Les autorisations communales et provinciales passent dans ce cas aussi par le ministère. S'il ne s'agit pas de l'activité principale, la commune est l'interlocuteur compétent.

Un schéma (en néerlandais) de la procédure pour obtenir l'autorisation d'exploiter un projet de géothermie profonde (> 500 m) est repris à l'annexe 2 du présent rapport.

8.4.4.1 Forages

L'arrêté établissant les règles environnementales générales en matière d'exploitation minière définit les conditions générales (prescriptions) pour l'exécution, le test, l'entretien, la réparation et la mise hors service d'un trou de forage à l'aide d'une installation terrestre mobile. Ces prescriptions sont à la fois de nature générale et spécifique aux thèmes environnementaux tels que le bruit, l'air, la protection du sol et l'eau, les déchets et substances dangereuses, la consommation d'énergie et le trafic ainsi que la sécurité externe.

Si ces dispositions sont satisfaites, l'arrêté donne à l'exécutant la possibilité de se conformer à cet arrêté par une déclaration. Cette déclaration doit être transmise par écrit ou par courrier électronique au Ministre de l'Economie au moins quatre semaines avant le début des travaux. La déclaration doit démontrer comment les prescriptions seront satisfaites.

Pour les projets qui ne peuvent satisfaire aux conditions générales, un permis d'environnement d'exploitation minière doit être demandé. Dans ce cadre, des mesures « personnalisées » sont imposées, par exemple au niveau des émissions sonores autorisées. Un plan de forage doit être établi et indiquer comment la sécurité et les aspects environnementaux seront respectés.

8.4.4.2 Permis d'exploration et permis d'extraction

L'exploration et l'exploitation de chaleur géothermique ne peut pas être effectuée sans permis préalable accordé par le Ministre.

Le permis est accordé pour un domaine délimité et pour des ressources et activités spécifiques. Le permis donne le droit exclusif en ce qui concerne les ressources nommées dans le permis.

Le domaine est délimité en surface et, sauf autrement indiqué dans le permis, illimité en profondeur. La délimitation est faite d'une manière que l'exercice des activités peut avoir lieu le mieux possible au niveau technique et économique

Dans le permis, la durée est indiquée. Le demandeur de permis peut proposer la durée, mais en pratique ceci est souvent 25-30 années pour un permis d'exploitation. La durée peut dépendre des circonstances, par exemple le temps nécessaire pour la phase d'exploration pour un projet de chauffage urbain est plus longue que pour un projet d'un horticulteur qui utilise la chaleur directement lui-même.

Au moment d'une demande de permis, il y a une mise en concurrence pour ce permis pendant 13 semaines. La possibilité est offerte à d'autres intéressés de soumettre une demande de permis pour la même ressource et le même domaine. L'invitation pour ceci est publiée dans le Moniteur des Pays-Bas (Staatscourant). Cette procédure n'est pas suivie dans le cas d'une demande d'exploitation si le demandeur possède déjà le permis de recherche. Le propriétaire d'un permis de recherche qui a

montré la présence des ressources concernées est attribué le permis d'exploitation pour le domaine fixé par le permis de recherche.

Les Etats délégués de la province à laquelle se rapporte la demande de permis ont l'occasion de rendre un avis sur la demande déposée dans un délai raisonnable à fixer par notre Ministre.

Le ministre décide sur l'octroi du permis dans les six mois après réception de la demande ou dans les six mois après la clôture de l'enquête publique. Une prolongation de cette décision de 6 mois est possible une fois.

Une fois le permis d'exploitation est octroyé, le possesseur doit faire approuver un plan d'exploitation par le Ministre. Ce plan contient une description de :

- a) la quantité attendue de minéraux présents et de leur situation ;
- b) la date de début et la durée de l'extraction ;
- c) le mode d'extraction ainsi que les activités correspondantes ;
- d) les quantités de minéraux à extraire annuellement ;
- e) les frais annuels de l'extraction des minéraux ;
- f) les mouvements de terrain résultant de l'extraction et les mesures de prévention de dommages résultant des mouvements de terrain,

L'aperçu actuel de tous les permis (demandés et délivrés) figure sur le site www.nlog.nl. Dans l'illustration dans l'annexe 3, la situation des permis au 1^{er} janvier 2011 aux Pays-Bas est présentée : permis d'exploration obtenus, permis d'exploration demandés, permis d'extraction obtenus.

8.4.4.3 Développements

La Loi sur les mines - notamment les sections qui se rapportent à la géothermie - sera adaptée au cours de la période à venir pour en améliorer la conformité avec les nombreuses initiatives géothermiques. Le concept actuellement à l'étude pour ces modifications veillera à apporter une amélioration par rapport à la situation actuelle.

C'est ainsi qu'il a été établi une proposition de loi qui a opté pour permettre l'extraction immédiate de la géothermie. Le « permis de démarrage » (« startvergunning ») proposé pour la géothermie, qui permet de procéder à l'exploration, donne également la compétence de produire la géothermie. Actuellement, l'exploration et l'extraction sont en effet considérées comme deux activités distinctes dans la législation, pour lesquelles des permis différents doivent être obtenus. En pratique, dans un projet de géothermie, ces deux activités sont cependant concomitantes puisque la source d'exploration est utilisée comme l'un des deux puits du doublet de production et, entre les deux phases, il s'écoule une période tellement limitée - et ce contrairement aux projets pétroliers et gaziers dans lesquels la source d'exploration ne peut être utilisée pour l'extraction et il est moins nécessaire, d'un point de vue économique, de pouvoir procéder à l'extraction dans les plus brefs délais.

Si le permis de départ entre en vigueur, la nécessité d'un plan d'extraction deviendra obsolète.

En pratique, le permis d'exploration est d'ores et déjà considéré comme un permis de départ et les projets de géothermie peuvent passer rapidement de la phase d'exploration à la phase d'exploitation mais ce n'est pas correct, ni sur le plan technique des permis, ni sur le plan juridique.

Une autre modification proposée est d'abroger le régime des prélèvements pour la géothermie (cf. partie incitants). La plate-forme géothermie stipule qu'en cas de géothermie, il n'y a pas d'intérêt

économique concret de l'Etat parce qu'aucune redevance de production n'est calculée pour l'extraction de la géothermie. Par ailleurs, les risques de mouvements de terrain sont tellement minimes que ce thème peut être suffisamment couvert par les prescriptions dans le permis. Le régime des prélèvements peut donc être abrogé pour la géothermie. C'est et c'était déjà la ligne stratégique du ministère mais elle a été spécifiée expressément dans le concept - un facteur important pour les investisseurs.

Par ailleurs, le but est d'accélérer la procédure d'octroi du permis.

8.4.5 Aspects environnementaux

Différentes lois en rapport avec l'environnement coexistent dans la législation néerlandaise. Citons par exemple la Loi relative à la gestion de l'environnement, la Loi en matière de pollution de l'air, la Loi relative aux eaux souterraines, etc.

En fait, la législation environnementale ne joue pas un grand rôle dans les projets de géothermie. En effet, beaucoup d'éléments 'environnementaux' d'un projet de géothermie sont considéré par la législation minière directement.

Le permis d'environnement pour l'exploitation minière, par exemple, régit la sécurité du forage et la gestion de la source. Aux Pays-Bas, qui comptent des nappes de gaz et de pétrole, des règles strictes sont d'application pour les forages à grande profondeur. Les forages et sources doivent en effet résister à un afflux soudain de gaz dans le puits. Etant donné que la Loi sur les mines est suivie pour la géothermie, des règles strictes sont également d'application aux forages et puits pour les applications géothermiques. Une législation en matière d'environnement n'apporterait pas une grande valeur ajoutée sur ce plan.

Par ailleurs, selon la plate-forme géothermie, la géothermie ne pose pas de réels problèmes d'environnement. Des fuites peuvent éventuellement se produire pendant le forage ou la gestion mais celles-ci sont couvertes dans les mesures de sécurité imposées.

De même, en ce qui concerne les rapports des incidences environnementales, les projets de géothermie ne sont quasiment soumis à aucune obligation. Pour le moment, il n'existe pas de liste claire des activités soumises à un RIE mais la pratique nous apprend que le ministère n'impose pas de RIE pour un projet de géothermie. Le pompage et la réinjection d'eau à de grandes profondeurs ne sont pas considérés comme des activités nécessitant un RIE.

Selon la plate-forme géothermie, c'est tout à fait justifié étant donné qu'en cas de projets de géothermie, le but n'est pas de modifier la composition de l'eau qui est réinjectée. L'eau circule dans un système totalement hermétique et n'entre par conséquent pas en contact avec l'air ambiant si bien qu'il ne peut se produire de réactions d'oxydation. Le cas échéant, du gaz naturel (concentration moyenne 1/1000) est bien extrait de l'eau. Mais cela se produit principalement par le fait que les bulles formées pendant le pompage de l'eau ont un impact négatif sur l'échange thermique et, éventuellement, conduisent à l'obstruction du puits lors de la réinjection. A l'aide d'un épurateur de gaz, le gaz naturel est éliminé, le gaz entraînant dans de nombreux cas un moteur à gaz qui, à son tour, alimente en électricité le doublet de production. Naturellement, la température de l'eau change à mesure qu'elle traverse le circuit. Par ailleurs, les tours de forage et puits sont toujours situés dans une zone bâtie étant donné que la chaleur y est utilisée, évitant ainsi les impacts négatifs sur les zones de préservation de la nature. D'autres impacts sur l'environnement sont aussi limités, à l'exception du bruit pendant le forage.

La plate-forme géothermie précise toutefois que, si l'eau est pompée à partir d'une nappe aquifère dont l'eau possède la qualité d'eau potable, une approche plus prudente sera peut-être effectivement nécessaire. A l'avenir, ce réservoir pourrait peut-être servir de réservoir d'eau potable et, par ailleurs, peut déjà actuellement être en contact avec des réservoirs exploités d'eau potable.

En ce qui concerne l'inexistence d'une obligation de RIE pour les projets de géothermie, il faut également signaler qu'aucun projet EGS n'a encore été mis en place aux Pays-Bas pour le moment et qu'aucune production d'électricité n'est assurée par le biais de projets de géothermie. La discussion éventuelle à propos de l'obligation d'un RIE (sous forme allégée ou non) pour de tels projets doit donc encore avoir lieu.

8.4.6 Normalisation

Aucune norme relative à la géothermie profonde n'existe aux Pays-Bas. Selon la plate-forme géothermie, ce n'est pas utile pour la géothermie profonde étant donné qu'un travail sur mesure doit à chaque fois être effectué, compte tenu des conditions géologiques spécifiques.

8.5 LA FLANDRE

Personnes contactées dans le cadre de cette recherche :

Mr Wouter Stroobants, LNE, ALBON

En Flandre, la législation n'offre pas un cadre juridique bien défini pour de projets de géothermie profonde. La législation n'a en effet pas été conçue pour de tels projets.

Récemment un nouveau décret a été établi : « *Décret concernant le sous-sol profond du 8 mai 2009* ». Dans ce décret le sous-sol profond est défini comme étant le sous-sol à partir d'une profondeur d'au moins 100 mètres sous la surface de la terre.

Ce décret est principalement une transposition de deux directives européennes : la directive 2009/31/CE du 31 avril 2006 relative au stockage géologique du dioxyde de carbone (CCS) et la directive 94/22/CE du 30 mai 1994 relative aux conditions d'octroi et d'exercice des autorisations de prospecter, d'exploiter et d'extraire des hydrocarbures. Cette dernière était fautive transposée en 1997, ce qui amenait à des éternelles concessions minières toujours existantes. Cette situation a été changée par ce décret qui stipule que « tous les permis, concessions ou autres types d'autorisation délivrés dans le cadre des Lois minières coordonnées expirent d'office deux ans après la date d'entrée en vigueur du présent décret (Art. 34. § 1.) » Le décret renonce également clairement les lois coordonnées du 15 septembre 1919 sur les mines, minières et carrières qui seront abrogées deux ans après la date d'entrée en vigueur du présent décret. Actuellement, le décret n'est pas encore entré en vigueur. Un arrêté d'exécution est encore attendu pour mi 2011.

Le nouveau décret flamand gère les aspects liés au sous-sol, mais ne couvre principalement que deux utilisations du sous-sol, notamment le stockage du dioxyde de carbone et la détection et l'extraction d'hydrocarbures dans le sous-sol profond.

Le décret ne mentionne pas la géothermie profonde, bien que certaines dispositions, comme l'article 34. § 1, soient directement d'application pour des projets de géothermie à partir de 100 mètres sous la surface de la terre.

Puisque les concessions ou autres types d'autorisation délivrés dans le cadre des Lois minières coordonnées expireront et vu qu'aucun autre cadre juridique qui gère la propriété de la chaleur du sous-sol n'est mise en place, tout le monde a le droit d'utiliser la chaleur du sous-sol. Ni la Région, ni le propriétaire privé d'un domaine ne peut dans l'état actuel être nommé comme propriétaire de la chaleur, ce qui veut dire que tout le monde a le droit d'exploiter cette chaleur : les premiers venus sont les premiers servis. Evidemment, un permis d'environnement et/ou d'urbanisme doit être obtenu au préalable pour les différentes activités visées.

Le seul cadre législatif en vigueur pour des projets de géothermie est donc actuellement la législation environnementale et urbanistique.

Actuellement cette situation ne pose pas de grands problèmes étant donné le nombre limité de projets de géothermie profonde actuellement. Mais tenant compte d'une probable croissance de l'intérêt dans des projets de géothermie profonde, combiné avec d'autres projets relatifs au sous-sol qui peuvent tous interférer, cette non-existence de clairs droits de propriété peut poser des difficultés futures.

Pour évaluer cette situation, les autorités flamandes ont commandé une étude qui a comme objet d'inventorier l'application de géothermie et le cadre juridique dans des pays étrangers importants en ce qui concerne la géothermie. Ceci montre l'intérêt de la Flandre pour ce type de projets et indique qu'une amélioration du cadre juridique par rapport à la géothermie est possible et étudiée.

Sur base des contacts pris dans le cadre de cette étude, il ressort que la Flandre voit différentes options pour mieux intégrer la géothermie dans sa législation. Une première est d'élargir l'étendue du décret concernant le sous-sol profond à la géothermie profonde, une deuxième consiste plutôt à créer un cadre juridique cohérent pour tout projet de géothermie, superficielle et profonde.

8.5.1 Acteurs importants

LNE, ALBON

ALBON est la division «Land en Bodembescherming, Ondergrond, Natuurlijke Rijkdommen» du département Environnement, Nature et Energie (LNE) de l'administration de la Région Flamande.

ALBON est en charge d'une gestion durable, du monitoring et de la protection contre la pollution et l'infraction du sol et du sous-sol, la valorisation des ressources naturelles incluse.

C'est au sein de ALBON que le décret sur le sous-sol et l'étude du cadre juridique pour la géothermie s'effectuent.

8.6 CONCLUSION

Nous constatons que différents régimes législatifs sont mis en œuvre chez nos voisins européens pour permettre et garantir le contrôle de la mise en œuvre de projets de géothermie profonde. Mais le grand élément commun à tous nos voisins est sans doute le fait que la législation principale qui cadre les projets de géothermie profonde est la législation minière.

Pour mettre en place cette législation, les trois pays étudiés dans le cadre de cette étude, ont modifié la législation en vigueur pour les activités minières afin de l'étendre à la géothermie profonde. Cela s'explique entre autres par le fait que ces pays estiment que l'activité d'extraire et d'utiliser la géothermie profonde a beaucoup d'éléments en commun avec les activités minières.

Il est important de noter que cette législation minière ne reprend pas tous les projets de géothermie, mais que des seuils sont déterminés pour délimiter le domaine d'application de la législation. Selon le pays, ces seuils sont différents. Par exemple, en France ce seuil est fonction du débit calorifique maximal (200 thermies par heure) et de la profondeur (100 m) ; aux Pays-Bas le seuil est uniquement fonction de la profondeur (500m), tout comme en Allemagne où le seuil est fixé à 100m. Des projets de géothermie qui ne dépassent pas ces seuils, n'ont dès lors rien à voir avec la législation minière et sont en général traités par la législation environnementale.

Dans le Tableau 8 un aperçu des définitions juridiques et d'experts a été repris.

L'utilisation de différentes définitions au travers des pays étudiés, peut notamment s'expliquer par les conditions géologiques différentes qui prédominent dans ces pays. Par exemple, pour arriver à une même température dans différents projets, il faut forer plus profondément d'un pays à l'autre.

Selon le pays, un lien plus ou moins important est fait avec la législation environnementale. Par exemple aux Pays-Bas, la législation environnementale est de moindre importance pour un projet de géothermie. Le pays fixe en effet des conditions contraignantes au niveau de l'incidence sur l'environnement directement dans la législation minière. En France, le rôle de la législation environnementale est plus important.

On constate également que les forages ont une place spécifique dans la législation et qu'ils sont couverts par différentes législations. En France ils sont gérés par la législation environnementale et par la législation minière. Sous la législation minière tombe tout sondage dont la profondeur dépasse dix mètres au-dessous de la surface du sol. En Allemagne, les forages doivent être déclarés également auprès de l'autorité locale de l'eau et auprès de l'autorité minière des Länder. Aux Pays-Bas, le forage est principalement réglementé par la législation minière. Le cas échéant un « permis d'environnement d'exploitation minière » doit être obtenu.

Quant aux phases d'exploration et d'exploitation d'un projet de géothermie profonde, nous constatons que pour les deux phases des instruments distincts existent. Dans chaque pays il s'agit d'un « permis » de recherche ou d'exploration, tandis que pour l'exploitation nous retrouvons « la concession » et « le permis d'exploitation ». Mais en général les deux instruments ont les mêmes caractéristiques. Il est intéressant de noter que le permis de recherche détermine un périmètre. La possession d'un permis de recherche donne priorité pour l'obtention de la concession ou du permis d'exploitation

En ce qui concerne la nécessité de réaliser une étude d'incidences sur l'environnement (EIE) pour un projet de géothermie, on constate que cette nécessité provient en France des activités de prélèvement et de réinjection. Aux Pays-Bas, une EIE n'est pas obligatoire pour ces activités. En Allemagne uniquement pour le forage profond ayant comme objectif un prélèvement d'eau.

Evidemment, comme indiqué par l'Europe, la liste des activités soumises à EIE doit être une liste « ouverte », permettant à l'autorité d'apprécier, au cas par cas, la nécessité d'imposer la réalisation d'une étude d'incidences sur l'environnement à certains projets.

Tableau 8 : Résumé des définitions juridiques et d'expert utilisées en France, en Allemagne et aux Pays-Bas

	Définition/classification juridique	Définition/classification d'expert
La France	<ul style="list-style-type: none"> • La géothermie haute température : > 150°C • La géothermie basse température : < 150°C • La géothermie à basse température de minime importance : débit calorifique < 200 thermies/h et profondeur < 100 m 	<ul style="list-style-type: none"> • La géothermie très basse énergie : < 30 °C • La géothermie basse énergie : 30-90 °C • La géothermie moyenne énergie : 90-150 °C • La géothermie haute énergie : > 150 °C • La géothermie profonde : > 3000 m profonde et roches chaudes sèches
Les Pays-Bas	<ul style="list-style-type: none"> • > 500 m de profondeur → loi minière 	<ul style="list-style-type: none"> • La géothermie profonde : > 1500 m, utilisation directe, applications collectives sans pompe à chaleur • La géothermie très profonde et EGS : production d'électricité
L'Allemagne	<ul style="list-style-type: none"> • > 100m de profondeur → loi minière 	<ul style="list-style-type: none"> • La géothermie superficielle: < 400 m, utilisation indirecte • La géothermie profonde : utilisation directe > 400 m & T > 20 °C • La géothermie profonde dans le sens stricte: > 1000m & T > 60°C

En ce qui concerne la Flandre, nous avons pu constater qu'il y n'a pas de cadre législative spécifique à la géothermie mis en place. Le cadre législatif en vigueur actuellement pour des projets de géothermie profonde est donc uniquement la législation environnementale et urbanistique. Cette situation implique une non-existence de clairs droits de propriété, ce qui pourrait poser des difficultés dans le future.

9 TÂCHE 1.3 : PROPOSITIONS DE MODIFICATIONS DE LA LÉGISLATION WALLONNE

9.1 INTRODUCTION

A l'issue de l'analyse menée dans les tâches précédentes, il a pu être constaté que la législation actuelle en Région Wallonne ne contient pas une réglementation complète et spécifique aux projets de géothermie profonde. En effet, tous les aspects et composantes d'un projet de géothermie profonde ne sont actuellement pas couverts entièrement ni par la législation environnementale, ni par la législation minière.

Le présent chapitre visera dans un premier temps à apporter une réflexion conceptuelle par rapport à la mise en place éventuelle d'une législation propre à la géothermie. Cette réflexion conceptuelle dépasse donc le cadre actuel de la législation wallonne. Les aspects généraux d'une législation propre à la géothermie seront exposés, ensuite différents modèles de législation envisageables seront discutés. Cette réflexion doit être perçue comme un point de départ pour des discussions ultérieures et plus détaillées sur le sujet, plutôt que comme un modèle abouti. En effet, une concertation entre les différents acteurs concernés dans l'élaboration de la législation d'une part, et les projets de géothermie profonde d'autre part, sera nécessaire. Ces propositions pourront alors être traduites dans la législation par le travail de juristes spécialisés.

Dans un deuxième temps, le présent chapitre étudiera la possibilité de parvenir à une législation adaptée à la géothermie profonde sur base du cadre législatif existant. Dans l'éventuelle attente d'une modification plus approfondie de la législation, Il pourrait en effet être intéressant d'envisager la modification des éléments principaux de la législation actuelle pour une réalisation contrôlée et raisonnable des (premiers) projets de géothermie profonde.

9.2 RÉFLEXION CONCEPTUELLE

9.2.1 Aspects généraux d'une législation propre à la géothermie

Les aspects généraux qui pourraient être pris en compte dans la conception d'une législation propre à la géothermie sont énumérés ci-dessous.

➤ *Vision globale et durable*

Une législation adaptée à la géothermie devrait intégrer une vision globale et à long terme de cette technologie, et devrait donc pouvoir permettre une vision durable de celle-ci. Ceci implique que la législation ne devrait pas être uniquement applicable pour un certain projet pour un certain temps (par exemple les premières années après l'entrée en vigueur de la législation en question), mais que la législation soit conçue pour répondre à la totalité des projets d'aujourd'hui et de demain.

Les investisseurs ont en effet besoin d'un cadre légal stable et les autorités doivent pouvoir prévenir déjà aujourd'hui des situations du futur afin d'obtenir une gestion durable des incidences possibles des projets de géothermie (au niveau de l'environnement, au niveau social, au niveau de l'utilisation du sous-sol, ...).

➤ **Attention aux activités « concurrentes »**

Une législation propre à la géothermie doit être conçue afin de prendre en compte les activités « concurrentes » du sous-sol, notamment les activités minières, mais également le stockage de gaz, de déchets nucléaires, etc. La législation doit reconnaître que différentes utilisations du sous-sol sont possibles et donc une certaine harmonisation doit être prévue afin d'éviter une 'fausse' concurrence. Cela peut se faire par une considération appropriée pendant la conception des différentes pièces législatives, par la connexion de différentes législations, ou par la création d'une législation cadre qui chapeaute différentes activités connexes.

➤ **Respect des cadres législatifs en place**

Toute modification ou adaptation du cadre législatif existant (en matière d'environnement, d'urbanisme ou de la loi minière par exemple), ou mise en place de tout nouveau cadre législatif, devra impérativement se faire dans le respect des cadres législatifs et dispositions réglementaires actuellement en vigueur.

➤ **Respect et conformité**

Quand la (nouvelle) législation n'est pas respectée et qu'il n'y a aucun contrôle sur le respect de celle-ci, elle sera *sans valeur*. Il faut donc qu'une autorité compétente principale soit désignée et que les tâches des services d'inspection soient clairement définies.

➤ **Objectifs de la législation**

Une législation doit avoir des objectifs clairs et doit représenter les choix politiques. Pour la géothermie profonde, la législation devrait poursuivre les objectifs suivants :

- Optimiser l'exploitation de la géothermie profonde
- Minimiser les impacts liés aux projets de géothermie profonde en particulier ceux ayant une incidence sur l'environnement (pollution des eaux, de l'air, bruits, risques)
- Garantir la santé et la sécurité des travailleurs et des riverains.

➤ **Prise en compte des éléments clés des projets de géothermie profonde**

Les caractéristiques les plus importants des projets de géothermie profonde doivent évidemment être prises en compte dans une législation propre à la géothermie. Celles-ci sont :

- forages profonds
- stimulation des roches
- prélèvement et réinjection d'eau
- extraction de chaleur du sous-sol.

Cela revient plus généralement à analyser :

- les impacts sur l'environnement (nature, infrastructures)
- l'impact sur la sécurité
- l'aspect de la propriété de la chaleur
- l'aspect de la concurrence possible entre les utilisations différentes du sous-sol.

➤ **Autres éléments généraux**

Sans aller dans les détails, il y a évidemment encore d'autres éléments plus généraux qui devraient être respectés. La législation doit notamment être claire et transparente, soutenue par la politique, soutenue par les acteurs principaux de la législation (autant les autorités que le privé, les citoyens,...), et doit être juridiquement correcte (constitution).

9.2.2 Modèles de législation

Trois options distinctes de modèles législatifs pourraient être appliquées pour la prise en compte de la géothermie profonde dans le cadre législatif wallon :

1. Intégration complète dans la législation environnementale
2. Intégration dans la législation minière sans ou avec renvoi à la législation environnementale
3. Création d'une législation spécifique pour la géothermie (profonde) sans ou avec renvoi à la législation environnementale et/ou la législation minière

9.2.2.1 Intégration complète dans la législation environnementale

Dans cette option, la géothermie profonde est complètement intégrée dans la législation environnementale. Cela veut dire qu'on approche un projet de géothermie profonde selon les activités classées qui le composent. Evidemment pour l'activité de forage, il y a également la législation urbanistique qui doit être prise en compte.

Dans cette option, l'instrument principal de la législation serait le permis d'environnement et l'étude d'incidences sur l'environnement.

Dans ce cas, il n'y a pas de nécessité de préciser juridiquement une différence entre la géothermie profonde et non-profonde. Chaque rubrique dans la liste des activités et/ou installations classées a ses propres sous-divisions pour lesquelles les seuils sont formulés par un paramètre pertinent pour l'activité. Chaque projet de géothermie sera alors évalué selon son impact environnemental, notamment sur base de la classification des différentes activités.

Il est important que chaque activité pertinente soit en effet reprise dans la liste et que les rubriques indiquent clairement leur applicabilité éventuelle à des projets de géothermie. Par exemple en ce qui concerne la production d'électricité et de chaleur, il faut préciser si un projet de géothermie produisant de l'électricité et/ou de la chaleur est considéré comme une 'centrale thermique'. Si oui, une réflexion devrait être menée sur la nécessité de modifier les conditions sectorielles pour la sous-catégorie 'géothermie', puisque les impacts environnementaux d'une centrale classique de combustion ne sont pas du tout comparables à ceux d'une centrale géothermique.

D'autres modifications, comme discutées dans la **tâche 1.1** de cette étude, seraient nécessaires pour avoir une législation environnementale qui intègre la géothermie profonde de manière satisfaisante. En outre, il sera important de tenir la liste des activités en accord avec les éventuels développements technologiques.

Une question importante a été soulevée dans la tâche 1.1 concernant le « permis temporaire pour les pompages d'essai ». Si on regarde la législation minière, il peut être considéré que le permis temporaire, soit l'équivalent (partiel) du **permis d'exploration**. Il est à remarquer que le *permis d'exploration* est octroyé pour une durée de 5 ans.

Dans cette option, l'autorité compétente est la DG environnement et l'inspection est faite par le Département de la Police et des Contrôles.

Si on limite un projet de géothermie profonde uniquement à la législation environnementale, on perd quelque part la possibilité d'avoir un cadre juridique spécifique qui agit comme point de départ pour un projet de géothermie dans sa globalité. Dans la législation environnementale, le projet est ventilé en plusieurs activités spécifiques. Pour des investisseurs ceci rend plus difficile l'évaluation juridique de leur projet. De plus, il y a le risque qu'il n'y ait pas d'administration spécialisée dans les projets de géothermie profonde et qui pourrait gérer la géothermie dans sa totalité. Ainsi un point de contact clair sur le plan juridique pourrait manquer.

Un autre désavantage est que dans cet approche la notion de la propriété d'une ressource géothermique n'est pas considérée (Cf. 9.3.2).

L'avantage de cette option serait qu'un changement drastique de la législation en vigueur actuellement ne serait pas nécessaire. Seules des adaptations du cadre existant seraient nécessaires.

9.2.2.2 Intégration dans la législation minière

Cette option impliquerait une extension du cadre que couvre actuellement la législation minière. Non seulement la géothermie profonde pourrait être incluse dans ce cadre législatif, mais d'autres utilisations du sous-sol (profond) pourraient l'être également.

Dans cette option, il serait important de déterminer les projets qui seraient soumis à cette législation. En effet, il ne semble pas opportun d'intégrer chaque projet de géothermie sous la législation minière. Par exemple les projets de sondes géothermiques sont d'une toute autre catégorie de projets qu'une extraction minière ou un projet de géothermie profonde à proprement parler. La question qui ressort est sur quelle base faut-il déterminer le seuil de catégories de projets entrant ou non dans cette législation.

Ceci est assez évident pour les projets miniers puisqu'une définition précise d'une « mine » existe et les projets miniers sont déjà clairement identifiés. Par contre, pour des projets de géothermie cela est beaucoup moins évident. Comme discuté dans l'introduction de cette étude, différentes manières de classer les projets de géothermie sont possibles.

La question du seuil exact à définir pour les projets de géothermie à intégrer ou non dans cette législation n'en reste pas moins évidente. Une difficulté supplémentaire apparaît suite à des développements technologiques et techniques éventuels : le seuil qui serait défini actuellement pourrait perdre de sa pertinence. Par exemple, si on fixe le seuil à une certaine profondeur afin d'exclure les projets impliquant l'usage de pompes à chaleur, ou si on fixe le seuil à une certaine température pour couvrir uniquement la production d'électricité, la définition d'un seuil peut devenir problématique si la profondeur maximale du forage avec lequel l'utilisation des pompes à chaleur est associée descend, ou en cas d'évolution de la technologie (cf. p.ex. la technologie ORC).

Un point commun important entre la géothermie et un projet minier est notamment la question de la propriété du service du sous-sol, donc de la chaleur dans le cas d'un projet de géothermie.

La chaleur géothermique est une source d'énergie qui se répand partout dans le sous-sol. A certains endroits, cette chaleur est plus accessible qu'à d'autres. Des puits profonds ou moins profonds sont réalisés pour exploiter cette chaleur. Mais même si les puits sont localisés à un endroit spécifique, la vraie source de chaleur couvre en général une surface qui dépasse les limites des installations construites autour des puits.

Dès lors, il apparaît que l'introduction de la notion de **concession pourrait être utile au moment où la zone d'influence du projet dépasse (largement) la surface sur laquelle les puits sont réalisés et se répand alors sous la propriété d'un tiers.**

L'octroi d'une concession pour une zone bien déterminée protégera ainsi la ressource géothermique quant à son exploitation en donnant, dans la zone déterminée par la concession, le droit d'exploitation exclusivement au concessionnaire.

L'instrument de permis de recherche donnerait également une priorité à l'exploreur en ce qui concerne l'exploitation exclusive de la ressource. Ceci pourrait empêcher qu'une fois que le réservoir géothermique est suffisamment exploré et estimé intéressant, plusieurs intéressés puissent obtenir un permis pour exploiter eux aussi la zone concernée.

Pour éviter la situation où le développeur du projet possède toute la surface sur laquelle la zone d'influence se répand et n'a ensuite pas besoin d'une concession, la Région pourrait déterminer à partir de quelle zone d'influence (un certain diamètre) une concession est nécessaire. Ce diamètre pourrait être basé sur les dimensions les plus courantes des surfaces possédées en Wallonie. Ensuite cette zone d'influence pourrait peut-être être traduite dans des seuils plus faciles à utiliser, comme la profondeur du forage ou l'utilisation directe ou indirecte de la chaleur.

Pour des projets de géothermie peu profonde faisant usage de pompes à chaleur, il pourrait être estimé que cette influence ne va pas très loin et donc qu'il s'agit d'une exploitation de la chaleur locale (ou *froide*). Le lien (ou propriété) avec la surface est alors évident. Par exemple, le fait d'utiliser une pompe à chaleur géothermique pour chauffer/refroidir une maison, n'empêche pas normalement que le voisin fasse de même. Mais même dans ce cas de figure, et s'il fallait aller chercher la chaleur de plus en plus profondément, des problèmes commenceraient à apparaître, comme notamment à Den Haag ou Stockholm. Dans ce cas, l'option choisie est généralement de considérer que le premier arrivé est le premier servi.

Cette discussion doit évidemment se tenir avec le secteur et les experts de la géothermie. De même, les modalités de concession doivent être discutées en détails, comme par exemple la durée, l'appel à la concurrence, etc. avec les experts en la matière.

Puisque la chaleur du sous-sol est un bien public qui est donc possédé par la Région, on pourrait réfléchir à l'opportunité qu'une indemnité soit payée par le concessionnaire à la Région. Ceci pourrait prendre la forme d'une redevance, tout comme pour des exploitations minières. Evidemment, cette redevance pourrait fortement influencer la rentabilité d'un projet de géothermie et ne stimulera donc pas son développement.

Remarquons que le système des concessions peut également être retrouvé dans la création des parcs d'éoliennes offshore. Dans ce cas, le gouvernement fédéral détermine des zones pour lesquelles une concession peut être obtenue. Ensuite le concessionnaire doit obtenir un permis d'environnement pour lequel une étude d'incidences doit être effectuée. Notons qu'ici l'Etat lui-même a déterminé les endroits de concession en avance et ne l'ouvre que suite à un appel à projets.

Il serait possible de procéder de la même manière pour la géothermie profonde. Dans cette idée, les autorités détermineraient les endroits pour lesquelles elle voudrait octroyer des concessions. Ceci s'opposerait au cas de figure où le privé rechercherait des endroits intéressants et demanderait lui-même une concession. Evidemment pour que les autorités puissent déterminer les concessions, elles devraient disposer d'une bonne connaissance du potentiel en Wallonie, ce qui est probablement moins facile pour la géothermie que pour le vent. Une redevance pourrait être perçue par l'autorité

pour couvrir les travaux de prospection que la Région aurait effectuée avant d'ouvrir des zones d'exploitation (ex: vente de rapports ou de cartes aux investisseurs).

Deux variantes sont encore possibles dans ce modèle, notamment la variante avec référence à la législation environnementale et la variante sans référence à la législation environnementale. Cette dernière variante est actuellement appliquée par la législation minière.

Si ce cadre législatif 'étendu' ne réfère pas à la législation environnementale, l'instrument principal de la législation serait le *permis de recherche* et la *concession*. Les procédures d'obtention de permis de recherche et de concession devraient couvrir complètement l'analyse des impacts des projets de géothermie profonde au niveau de l'environnement et de la sécurité.

Une question qui se pose dans l'optique de cette variante est de savoir si la Commission Européenne accepterait que des projets de géothermie ne passent pas par la législation environnementale et plus précisément par la liste des activités et/ou installations classées.

L'autre variante impliquerait que dans la législation minière étendue réfère également à la législation environnementale, et plus précisément à la liste des activités et/ou installations classées.

Comme mentionné auparavant dans le rapport, la législation minière connaît une toute autre histoire que celle de la législation environnementale qui est beaucoup plus récente. Mais la logique de la législation wallonne actuelle serait en effet de référer à la législation environnementale pour tout impact possible sur l'environnement. De plus, les autres projets d'énergie renouvelable sont quant à eux traités par la législation environnementale.

Dans cette option, l'instrument principal de la législation serait le *permis de recherche*, la *concession*, le *permis d'environnement* et les outils d'évaluation environnementale (étude d'incidences sur l'environnement)..

Nous constatons que ce modèle est appliqué en France et en Allemagne. Aux Pays-Bas, ce lien existe aussi mais est moins prononcé.

Dans les deux variantes, l'autorité compétente principale serait également la DG environnement, mais plus précisément la Direction des Risques industriels, Géologiques et Miniers. Cette administration pourrait se spécialiser dans les projets de géothermie profonde dans leur totalité et offrirait un point de contact important pour tout développeur de projet. Evidemment, dans la deuxième variante l'administration devrait pourvoir faire le lien ou transférer vers les personnes spécialisées dans les différentes matières environnementales (ceci se peut se faire également dans la variante 1 mais est peut-être plus sensible).

Pour information, l'article paru le 22 mars 2011 (Belga) indique que la concession n'est pas un instrument oublié :

Les parcs éoliens gérés comme des concessions minières?

Les ministres wallons de l'Énergie et de l'Environnement, Jean-Marc Nollet et Philippe Henry, proposent de soumettre les futurs parcs à éoliennes à un régime de concessions, à l'instar de ce qui se passe dans le secteur minier, rapporte mardi Le Soir.

Les deux ministres Ecolo du gouvernement wallon veulent encadrer le secteur éolien, soumis à un développement désordonné et à des blocages réguliers.

Ils avancent l'idée que le vent est un bien public dont l'exploitation doit être soumise à des concessions. Cartographie, appels d'offre publics, cahier des charges, etc, marqueraient la fin du système "premier arrivé, premier servi". Une participation minimale obligatoire du public et des riverains est prévue.

Au PS, on craint de voir la Région "prendre en main" l'éolien au mépris de la concertation avec les communes et le public. D'autres jugent le projet trop dirigiste.

9.2.2.3 Création d'une législation spécifique pour la géothermie (profonde)

Dans cette option un Décret spécifique pour la géothermie (profonde) serait élaboré.

Plusieurs options seraient alors possibles :

- autant la géothermie profonde que non-profonde serait couverte par le Décret
- uniquement la géothermie profonde serait couverte par le Décret
- une référence à la législation environnementale serait faite par le biais de ce Décret
- une référence à la législation environnementale et à la législation minière serait faite par le biais de ce Décret
- aucune référence à la législation environnementale et à la législation minière ne serait faite par le biais de ce Décret.

De plus, si cette option est suivie, cela impliquerait qu'une législation spécifique devrait également être élaborée et mise en œuvre pour d'autres utilisations du sous-sol (profond). Ceci peut mener à une multitude de nouveaux décrets et arrêtés qui seraient probablement établis indépendamment les uns des autres.

Dans cette option, l'autorité compétente principale serait normalement la Direction générale opérationnelle de l'Aménagement du territoire, du Logement, du Patrimoine et de l'Énergie.

9.2.3 Modèle proposé

Suite à l'analyse réalisée, il apparaît que l'approche visant à intégrer la législation relative à la géothermie profonde à la législation minière existante, avec renvois vers la législation environnementale existante (à adapter également) pour les spécifications environnementales y relatives, est l'approche la plus raisonnable (modèle 2).

Cette approche, qui peut être appelée « législation minière Plus », deviendrait ainsi le cadre juridique clé pour des projets de géothermie profonde.

Les arguments pour le choix de cette approche sont les suivants :

- Il y a une similarité importante entre les activités visant l'exploitation des mines et celles visant l'exploitation de la chaleur du sous-sol, notamment car il s'agit dans les deux cas de l'exploitation de ressources du sous-sol.
- La législation minière et ses instruments (concession, permis de recherche) ont des caractéristiques très intéressantes pour la géothermie (phase de recherche vs phase d'exploitation, notion de propriété, notion de volume/surface précisé, gestion après fermeture de la concession, notion de responsabilité, ...). Des adaptations seront évidemment nécessaires pour la géothermie.

- La gestion juridique de la géothermie profonde est abordée de manière similaire dans nos pays voisins ; ceci peut être une facilité pour démarrer des projets en Wallonie pour les entreprises étrangères démontrant des expériences de géothermie profonde, de même que pour exporter l'expertise wallonne. Une gestion juridique similaire a également pour avantage d'être le début d'une harmonisation au niveau européen.
- S'agissant toutes deux d'activités visant l'exploitation de ressources du sous-sol, certaines interférences sont possibles (avec d'autres activités connexes du sous-sol également, comme par ex. le stockage de gaz), dans le sens où l'exécution de l'une peut exclure ou influencer celle de l'autre. Ainsi cette approche de législation minière « élargie » permettrait d'établir une législation harmonisée entre les différentes utilisations du sous-sol (profond). Une vision intégrée de l'utilisation de la ressource du sous-sol pourrait ainsi être développée, ce qui permettrait de plus grandes garanties pour une concurrence « loyale » entre les utilisations des ressources du sous-sol et une optimisation de l'exploitation de celles-ci. Evidemment, des spécifications propres aux différentes utilisations du sous-sol seraient nécessaires, mais il n'y aurait ainsi qu'un seul cadre de base.
- Le renvoi vers la législation environnementale (Code du Droit de l'Environnement) suit tout à fait la logique de la législation wallonne actuelle.

Le défi, dans cette approche, est de préciser l'étendue de la législation (définition et seuils de la géothermie profonde) et de définir le concept de « concession ». En effet, le concept de « concession » n'est actuellement pas clairement défini dans la législation. Quelques réflexions à ce sujet ont été menées au paragraphe 9.3.2 de la présente étude.

L'élaboration précise de la « législation minière Plus » demande une étude juridique détaillée des dispositions de la législation minière actuelle et de ses extensions possibles. Ceci devrait être fait en étroite collaboration avec l'autorité compétente qui régit la législation minière actuelle. Il est également important de consulter, pour l'élaboration de la « législation minière Plus », le secteur de la géothermie profonde (autorité compétente, partenaires, développeurs de projets, scientifiques, ...) par exemple par le biais de la *Plate-forme géothermique de Wallonie* qui sera bientôt mise sur pieds, ou par le biais d'associations spécialisées dans la géothermie profonde, comme celles mentionnée au paragraphe 26.1.6 de la présente étude.

9.3 MODIFICATIONS DE LA LÉGISLATION ACTUELLE

Réaliser des modifications importantes de la législation actuelle, comme l'intégration de la géothermie profonde dans la législation minière, demande une certaine volonté des acteurs politiques, des administrations et autres *stakeholders* concernés, de même qu'un certain délai d'adaptation pour sa mise en œuvre concrète.

Le délai inévitable afin d'arriver à une législation propre pour la géothermie profonde peut ainsi constituer un obstacle à la réalisation des premiers projets-pilote de géothermie profonde et ainsi gêner son développement en Région wallonne.

Dans la tâche 1.1 de la présente étude, l'analyse a montré **qu'il existe bien actuellement un cadre juridique pouvant encadrer la mise en œuvre de projets de géothermie profonde**, notamment au sein des législations environnementale et urbanistique. La plupart des activités-clés composant un projet de géothermie profonde peuvent en effet y être retrouvés.

Il pourrait dès lors être intéressant d'envisager, dans l'attente d'une modification plus approfondie de la législation, la modification des éléments principaux de la législation actuelle pour une réalisation contrôlée et raisonnable des (premiers) projets de géothermie profonde. De plus, les dispositions nécessaires au contrôle et à la mise en œuvre d'un projet de géothermie profonde sont comprises dans les législations environnementale et urbanistique. Des compléments et adaptations sont néanmoins nécessaires pour les rendre plus complètes et plus applicables à cette catégorie de projets.

Les différents éléments et rubriques qui devraient, a priori, être modifiés ont été énumérés au paragraphe 7.2.3 de ce rapport. Des recommandations ont également été proposées et sont reprises ci-dessous.

- En ce qui concerne la **phase de stimulation du réservoir géothermique** aucune disposition réglementaire (rubrique spécifique dans la liste des activités et installations classées) n'existe actuellement dans la législation en question. Une rubrique, et les sous-rubriques correspondantes, devraient dès lors être ajoutées dans la liste ; la distinction entre une stimulation hydraulique (le fluide est de l'eau) et une stimulation autre que hydraulique (autres méthodes, comme la stimulation avec de l'acide) doit être faite.

La classe « environnementale » de cette activité devra également être définie. Selon nous cette activité devrait être de la classe 1 (+ EIE).

- Une réflexion doit être menée sur les **éléments nécessaires à prendre en compte dans la réalisation d'une EIE** pour les activités de réinjection et de stimulation du réservoir géothermique. L'annexe VIII de l'AGW du 4 juillet 2002 donne une bonne base pour l'activité de réinjection, mais il faudrait, entre autres, exiger une analyse sur la communication entre les nappes et des modélisations numériques hydrogéologiques supplémentaires. La réflexion devrait se tenir avec les experts œuvrant dans le domaine.
- En ce qui concerne l'activité classée de *réinjection* dans l'eau souterraine particulièrement, une réflexion devrait être menée sur l'opportunité de **moduler l'exigence de réaliser une étude d'incidence sur l'environnement selon le débit injecté**. Actuellement toute activité de réinjection doit faire l'objet d'une EIE. Pour des projets de géothermie (non-profonde) ceci pourrait représenter un obstacle.
- En ce qui concerne la **préservation de la qualité des nappes aquifères** régie par les conditions générales d'exploitation des établissements visées par le décret du 11 mars 1999 relatif au permis d'environnement, il apparaît que ces conditions pourront difficilement être rencontrées par les projets de géothermie profonde.
Il est dès lors proposé qu'une distinction entre les eaux souterraines propres et les eaux souterraines impropres à la consommation humaine soit faite dans la législation. Ceci permettrait éventuellement (sous réserve du bon respect de la Directive Cadre sur l'Eau et le cadre législatif en vigueur en matière d'eau) de mettre des exigences moins contraignantes pour les eaux géothermiques qui restent dans un cycle fermé (et qui ne peuvent, au vu de leur composition chimiques, être utilisées pour la consommation humaine).

Une autre possibilité serait de prévoir une dérogation de cet article pour les projets relevant de la géothermie profonde spécifiquement.

- La législation devrait prévoir qu'une **durée de plus de 12 mois soit possible pour le permis d'environnement temporaire** nécessaire à la réalisation des premiers puits nécessaires aux test-pilotes (pompages d'essai, ...) ou qu'un renouvellement de permis puisse être facilement

obtenu, après, par exemple, la délivrance d'un rapport sur l'état d'avancement et les difficultés rencontrées. Il est également important que le délai d'obtention du permis définitif après la période de test-pilote soit raisonnable afin de ne pas mettre à mal la viabilité économique du projet (cf. paragraphe 8.4.4.3 qui mentionne les développements (proposés) aux Pays-Bas à ce sujet).

- Pour réduire les coûts d'exploitation d'une centrale géothermie, il serait opportun **d'exempter tout projet de géothermie profonde de la contribution de prélèvement annuelle**, et pas seulement les pompages géothermiques destinés au chauffage collectif d'habitations ou de bâtiments publics.
- Bien que la centrale géothermique puisse être considérée comme une **centrale thermique**, il semble opportun de créer une nouvelle sous-rubrique au sein de la rubrique qui traite de la production d'électricité (40.10.01) et de celle qui traite de la production de chaleur (40.30.01). Ainsi des conditions sectorielles distinctes de celles définies pour les centrales thermiques classiques, spécifiques aux projets de géothermie profonde, peuvent être mises en place. Nous proposons de définir la rubrique de telle manière à ne pas couvrir les projets de géothermie ne faisant pas un usage direct de la chaleur, p.ex. « installations géothermiques avec utilisation directe de la chaleur ».
- Modification du **nom des rubriques qui traitent de l'opération de forage** pour que leur étendue soit plus claire par rapport aux différents types de projets de géothermie : la rubrique 45.12.01 mentionne actuellement un usage géothermique sans faire référence à une prise d'eau, tandis que la rubrique 45.12.02 ne mentionne pas l'usage géothermique.

En concluant, pour un projet de géothermie profonde avec réinjection, on peut dire qu'il est possible d'utiliser le cadre législatif actuellement en place pour les projets de géothermie profonde, mais des obstacles importants existent, autant pour les développeurs (p. ex. le permis temporaire qui est limité à 12 mois) que pour les autorités et la société (p. ex. le non existence d'une rubrique 'stimulation').

PARTIE III : ETUDIER LES RISQUES POTENTIELS

10 INTRODUCTION

La deuxième mission de cette étude consiste à étudier les risques potentiels liés au développement de projets de géothermie profonde. Ces risques sont principalement liés aux séismes provoqués par le développement d'un champ géothermique, ils sont couramment invoqués sous le terme de « sismicité induite (au niveau du réservoir) et déclenchée (en relation avec l'activation de failles en dehors des limites du réservoir) ». Cette sismicité, bien qu'en théorie de faible magnitude, peut être parfois directement perçue, voire affecter le grand public et les infrastructures, entraînant des conséquences désastreuses au niveau de l'acceptabilité publique. Ce type d'événements a par exemple conduit à la suspension d'un projet tel que celui de Bâle (Suisse).

Avant tout développement de nouveaux projets géothermiques en Wallonie, il est essentiel de s'appuyer sur l'expérience des autres pays européens ayant déjà des projets de géothermie profonde afin de minimiser les risques potentiels. La première tâche de cette mission présente donc un inventaire des projets existants en Europe et compare ces projets avec les zones cibles du territoire wallon afin de mieux appréhender les similitudes et les différences.

Le second volet de cette mission décrit comment le risque de sismicité induite par les exploitations géothermiques peut-être quantifié et appréhendé. L'analyse se base sur les informations relatives aux expériences d'exploitation de la ressource géothermique à travers le monde ainsi que sur des données relatives à des projets non EGS incluant des injections de fluides à long terme. Une méthodologie à suivre afin de réduire au maximum le risque de sismicité induite lors du développement de projets géothermiques est proposée.

L'un des problèmes inhérents à la sismicité induite et déclenchée est la quantification du risque à priori (avant exploitation du site). Une estimation n'est possible qu'en modélisant de façon réaliste la propagation des ondes sismiques dans le sous-sol, ce à partir de quoi les intensités macrosismiques peuvent être estimées. Dans ce domaine, différentes méthodes et codes numériques de simulation des ondes sismiques sont actuellement disponibles. Un inventaire de ces derniers est présenté.

De plus, dans le cadre du développement de la géothermie, le concept de risque sismique est clairement associé à un risque financier. Les projets devront être assurés de manière à fournir les garanties nécessaires en cas de sismicité provoquant des dommages associés à l'exploitation des sites géothermiques. Du point de vue des assurances, il sera non seulement nécessaire de quantifier la probabilité qu'un événement sismique de magnitude donnée se produise mais aussi d'estimer les dégâts qui peuvent être engendrés. Une méthodologie classique utilisée pour l'estimation des pertes financières est présentée.

Enfin, dans le cadre de projets de géothermie profonde il est parfois nécessaire d'augmenter artificiellement la perméabilité des roches réservoir, c'est le cas notamment au sein de roches cristallines qui montrent une très faible perméabilité. Cette étape parfois nécessaire au développement de systèmes géothermiques est qualifiée de phase de stimulation et est généralement la plus critique en terme de risque de sismicité induite. Différentes techniques sont disponibles pour modifier la perméabilité des réservoirs. Bien que la fracturation hydraulique soit couramment utilisée à cet effet, le secteur pétrolier a également développé d'autres techniques afin de stimuler des réservoirs sédimentaires. Ces techniques alternatives sont analysées en détail à travers une analyse bibliographique.

11 TÂCHE 2.1 : ANALYSE DES PROJETS EXISTANTS ET SITUATION EN WALLONIE

Cette tâche consistait dans un premier temps à réaliser un inventaire des projets de géothermie profonde existants en Europe et à comparer ces projets avec les zones cibles du territoire wallon afin de mieux appréhender les similitudes et les différences. Notons que parmi les différences, le sous-sol wallon est très majoritairement composé de roches sédimentaires souvent caractérisées par une anisotropie importante, qui peut fortement influencer la propagation des ondes sismiques. Les résultats de la tâche 2.1 sont présentés sous la forme de 2 tableaux : l'un regroupant les informations principales concernant les conditions techniques (puissance recherchée, profondeurs visées, superficie des champs) ainsi que le contexte urbanistique et géologique des projets géothermiques européens passés ou en cours (Tableau 9), l'autre présentant les caractéristiques des zones cibles en Wallonie (Tableau 10 : Caractéristiques des zones cibles en Wallonie).

Tableau 9 : Caractéristiques des projets géothermiques européens

Localisation du projet	Soultz, France	Landau, Allemagne	Bâle, Suisse	Unterhächling, Allemagne	Altheim, Autriche
Type de projet	<ul style="list-style-type: none"> • chauffage urbain et production d'électricité 	<ul style="list-style-type: none"> • chauffage urbain et production d'électricité 	<ul style="list-style-type: none"> • chauffage urbain et production d'électricité 	<ul style="list-style-type: none"> • chauffage urbain et production d'électricité 	<ul style="list-style-type: none"> • chauffage urbain et production d'électricité
Profondeur	<ul style="list-style-type: none"> • ~5000 m • 5 puits profonds • puits d'exploration : EPS1: 2200 m • puits d'injection : GPK1 : 3600 m; GPK3 : 5100 m • puits de production : GPK2 : 5100 m; GPK4: 5260 m • environ 700 m entre le puits d'injection GPK3 et les 2 puits de production 	<ul style="list-style-type: none"> • ~ 3300 m • 2 puits • Gt La1 : 3300 m ; Gt La2 : 3170 m 	<ul style="list-style-type: none"> • ~5000 m • 3 puits • 2 puits de production et 1 puits d'injection 	<ul style="list-style-type: none"> • ~3350 m • 2 puits • puits d'injection Gt 1 • puits de production Gt 2 • Productivité Gt Uha 1a : 160 m³/h/MPa Gt Uha 2: 270 m³/h/MPa • Injectivité Gt Uha 1a: 118 m³/h/MPa bis 97 m³/h/MPa (50 a) Gt Uha 2: 214 m³/h/MPa bis 176 m³/h/MPa (50 a) • environ 3.7 km entre les 2 puits 	<ul style="list-style-type: none"> • ~3000 m • 2 puits • production : 2306 m • injection : 3078 m • puits de production vertical • puits d'injection dévié • 1700 m de distance entre les puits à la profondeur finale • pas de puits d'exploration
Température du	<ul style="list-style-type: none"> • ~175 °C 	<ul style="list-style-type: none"> • ~160 °C 	<ul style="list-style-type: none"> • Température 	<ul style="list-style-type: none"> • 122 °C à 3.350 m 	<ul style="list-style-type: none"> • 106 °C en tête de

fluide			maximale à 4682 m de profondeur : 174 °C	<ul style="list-style-type: none"> • 133 °C à 3.580 m 	<ul style="list-style-type: none"> • puits • réinjection à 65-70 °C dans l'aquifer
Puissance électrique (brute)	<ul style="list-style-type: none"> • 1.5 MWel étendu à 6MWel dans le futur (Genter, 2008) • 1ère unité de production (2007-2009) de 1.5 Mwe 	<ul style="list-style-type: none"> • 3 MWel 	<ul style="list-style-type: none"> • ~6 MWel (anticipé) 	<ul style="list-style-type: none"> • ~3.4 MWel 	<ul style="list-style-type: none"> • 1 MW (actuellement en opération à ~500 kWel)
Puissance thermique	<ul style="list-style-type: none"> • 11 MWth • test de circulation en 1997 avec 10MWth 	<ul style="list-style-type: none"> • 3-6 MWth 	<ul style="list-style-type: none"> • ~17 MWth 	<ul style="list-style-type: none"> • 40 MWth • installation de chauffage urbain pouvant fournir jusqu'à 70 MWth 	<ul style="list-style-type: none"> • potentiel géothermique de 20 MWth • capacité installée 11 MWth
Contexte urbanistique	<ul style="list-style-type: none"> • rural • à 50 km au nord de Strasbourg 	<ul style="list-style-type: none"> • au sud de la ville de Landau 	<ul style="list-style-type: none"> • urbain • dans la ville de Bâle 		<ul style="list-style-type: none"> • urbain • dans la ville d'Altheim à proximité de la mairie • contrainte au niveau des nuisances sonores et de sécurité importantes
Débit	<ul style="list-style-type: none"> • 35 l/s 	<ul style="list-style-type: none"> • 50-80 l/s 	<ul style="list-style-type: none"> • production (2 puits avec 35 l/s) • injection : 70 l/s • ceci correspond aux prévisions 	<ul style="list-style-type: none"> • 150 l/s au puits de production 	<ul style="list-style-type: none"> • 100 l/s (production) • production : pompe installée au fond du puit de 350 kW avec une baisse de pression de 16 bar • 71 l/s (artésien au puits d'injection)
Technologie	<ul style="list-style-type: none"> • ORC 	<ul style="list-style-type: none"> • ORC 	<ul style="list-style-type: none"> • ORC 	<ul style="list-style-type: none"> • Kalina cycle 	<ul style="list-style-type: none"> • ORC (Turboden)

Sismicité	<ul style="list-style-type: none"> • magnitude maximale :2.9 • GPK2 M>=1.8 ; 75 évènements max 2.6, dont 2 de magnitude M=2.4 • GPK3 M>=1.8; 43 évènements max 2.9, dont 2 de magnitude M=2.7 • GPK4 M>=1.8 ; 3 évènements max 2.0 • GPK5 M>=1.8 ; 17 évènements max 2.6, dont 1 de magnitude M=2.3 	<ul style="list-style-type: none"> • magnitude maximale: 2.7 (15/08/2009) 	<ul style="list-style-type: none"> • magnitude maximale: 3.4 (08/12/2006) 	<ul style="list-style-type: none"> • magnitude inferieure à 2.5 	
Contexte géologique	<ul style="list-style-type: none"> • Graben tectonique du Rhin, bassin rhéna • Présence de fractures (microcracks à failles normales majeures) • Formations sédimentaires (~1.5 km d'épaisseur) couvrent un granite porphyritique massif très fracture et présentant une altération hydrothermale à proximité de nombreuses failles significatives à une profondeur de 2.7 à 3.2 km • En dessous présence d'un granite riche en biotite et amphibole • Sous 4.7 km intrusion d'un granite plus jeune a deux mica dans le granite 	<ul style="list-style-type: none"> • Graben tectonique du Rhin, bassin rhéna 	<ul style="list-style-type: none"> • réservoir : roche granitiques fissurées • Graben tectonique du Rhin, bassin rhéna • Présence roches sédimentaires avec une épaisseur de ~2500 m • Roches cristallines de 2500 m à 6000 m 	<ul style="list-style-type: none"> • Bassin molassique karstifié • Le bassin contient des sédiments de l'Oligocène et des sédiments plus jeunes. • Les zones les plus productives sont des régions de faciès de récif avec une combinaison de larges volumes d'eau et des zones de failles. • Aquifère géothermique Malm au Sud de Munich • Seule le Malm supérieur (Zeta) est considéré comme 	<ul style="list-style-type: none"> • le réservoir est de type fracturé • réservoir Malm karstifié • roches cristallines à partir de 2458 m • régime de contrainte : contraintes liées à l'orogène alpin dans le bassin molassique Nord

	porphyritique.			<p>approprié (~350-400 m d'épaisseur)</p> <ul style="list-style-type: none"> • La stratigraphie est la suivante : <ul style="list-style-type: none"> - graviers et sables quaternaires - dépôts miocène - marnes argileuses, marnes calcaires, argiles oligocène - calcaires, marles calcaires et grès éocène - marnes calcaires crétacé supérieur - calcaires, marnes calcaires, marnes argileuses, grès, brèches crétacé inférieur - calcaires et dolomites du Jurassique (Malm) 	
Gradient géothermique	<ul style="list-style-type: none"> • Anormalement élevé dans la couverture sédimentaire 	<ul style="list-style-type: none"> • gradient moyen de 47 °C/km atteignant 	<ul style="list-style-type: none"> • gradient mesuré dans les roches 	-	

	~100 °C/km	100 °C à une profondeur de 1200 m	sédimentaires : 41 °C/km • Gradient mesuré dans les roches cristallines : 27 °C/km		
caractéristiques et propriétés hydrauliques du réservoir					<ul style="list-style-type: none"> • aquifère à ~2300 m de profondeur • au puits de production : transmissivité de 1.1 10⁻³ m²/s, perméabilité de 2.75 10⁻⁵ m/s, épaisseur de l'aquifère de 280 m.
Méthode utilisée pour la stimulation	<ul style="list-style-type: none"> • Fracturation hydraulique + chimique dans un deuxième temps (jusqu'en 2005) • Chimique sur les puits GPK3 et GPK4 (2006-2007) 	<ul style="list-style-type: none"> • Fracturation hydraulique 	<ul style="list-style-type: none"> • Fracturation hydraulique • Résultat en 2006 : augmentation de la perméabilité d'un facteur 400 . • Le réservoir géothermique non-stimulé peut être décrit comme une matrice de roches granitiques contenant quelques fractures avec une faible perméabilité de fracture → écouleme 	<ul style="list-style-type: none"> • Stimulation chimique (acidification) 	<ul style="list-style-type: none"> • pas de stimulation

			<p>nt bilinéaire.</p> <ul style="list-style-type: none"> Après stimulation en 2006, l'écoulement était localisé a 50% dans une unique fracture perméable (à 4671 m de profondeur). 		
Etat actuel du projet	<ul style="list-style-type: none"> en cours 	<ul style="list-style-type: none"> commercial 	<ul style="list-style-type: none"> en suspens 		<ul style="list-style-type: none"> en opération depuis Mars 2001
Site internet	<ul style="list-style-type: none"> www.soultz.net 	<ul style="list-style-type: none"> www.geox-gmbh.de 	<ul style="list-style-type: none"> www.geopower-basel.ch 		<ul style="list-style-type: none"> www.altheim.eu
Remarques	<ul style="list-style-type: none"> Présence du fluide salin en grande quantité Convection naturelle entre 1000 et 4000 m de profondeur 70 % du fluide produit provient non pas du fluide injecté mais du fluide régional, c'est un avantage certain pour la longévité de cette exploitation. 		<ul style="list-style-type: none"> arrêt du projet suite au tremblement de terre de 2006 Papier de Ladner & Häring (2009) comporte des conclusions intéressantes quant au concept d'EGS et aux méthodes de stimulation. 	<ul style="list-style-type: none"> Les eaux circulent dans un système de failles. 	<ul style="list-style-type: none"> le chauffage urbain est délivrable 365 jours/an et la production d'électricité 300 jours/an le système de refroidissement est la rivière la salinité de l'eau injectée est de 1.3 g/l
Données économiques	<ul style="list-style-type: none"> coût total ~80 Moi euros Les partenaires : la commission européenne, l'ADEME (Agence de l'Environnement et de la Maitrise de l'Energie), BMU (Bundesministerium 	<ul style="list-style-type: none"> coût total ~20 Moi euros 	<ul style="list-style-type: none"> coût total ~67 Moi euros Financement : OFEN, IWB, EBL, AET, Xpo, GVM, EWZ, Cantons BL et BS, GEL 	<ul style="list-style-type: none"> coût total : 80 Mio. € (état en Mai 2008) Financement: <ul style="list-style-type: none"> capital ressources of the community aides et prêts 	<ul style="list-style-type: none"> coût total 4.511.000 euros Opérateur et entrepreneur : Marktgemeinde Altheim

	<p>für Umwelt), Projektträger Jülich (Forschungszentrum Jülich GmbH), EDF (Electricité de France), Electricité de Strasbourg, Pfalzwerke AG, EnBW (Energie Baden-Württemberg), BESTEC (Partenaire non contributaire), BRGM (Bureau de Recherches Géologiques et Minières), BGR (Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe), IFE (Institute for Energy Technology), INSU du CNRS (Institut National des Sciences de l'Univers du Centre National de la Recherche Scientifique), GGA (Institut für Geowissenschaftliche Gemeinschaftsaufgaben), MESY (MeSy GEO - Meßsysteme GmbH), GTC (Kappelmeyer GmbH), DHMA (Deap Heat Mining Association)</p>			<p>par la Federal Republic resp. KfW</p> <p>- banque – crédits</p> <ul style="list-style-type: none"> • Revenus / Profits: <ul style="list-style-type: none"> - vente d'électricité par EEG avec contrat de 15 Ct / kWh pendant 20 ans (pas en 2008 car ils avaient des problèmes de production électrique) - vente de chaleur depuis octobre 2007 	
Assurances				<ul style="list-style-type: none"> • Le puits Gt Uha 1 d'Unterhäching (Schulz et al. 2004) a été le premier 	

				puits géothermique dans le monde à être assuré contre le risque d'échec Schulz et al., 2005).	
Références	Cuenot (2009)	Wenke et al. (2010)	Ladner & Häring (2009) Häring & Hopkirk (2002) Schellschmidt (2010)	<ul style="list-style-type: none"> • Wolfgramm et al. (2007) • Wenke et al. (2010) 	Site web

Tableau 10 : Caractéristiques des zones cibles en Wallonie

	St Ghislain, Wallonie	Douvrain, Wallonie	Chaufontaine, Wallonie
Type de projet	Forage d'exploration géologique transformé en un projet de chauffage urbain (355 logements, hopitaux, serres, chauffe des boues d'une station d'épuration)	Forage d'exploration visant à évaluer l'extension latérale de la réserve géothermique de St Ghislain. Alimente l'hôpital de Baudour	Source hydrothermale naturelle. Eau minérale + piscine
Profondeur	5403m pour exploration, mais venue d'eau chaude entre 2400 et 2650 m. 1 puits, pas de réinjection. D'autres puits dans la région ont prouvé l'extension du réservoir géothermique	1447 m, venue d'eau à 1335 m	0 m (3 sources) + au moins 6 forages de reconnaissance, dont l'un est exploité
Température du fluide	73 °C	66°C	~37°C
Puissance électrique (brute)	Néant, uniquement chaleur	Néant, uniquement chaleur	Néant, uniquement chaleur
Puissance thermique	5.2 MWth + 2 chaudières à gaz de 5 MWth en appoint représentant 10% de l'énergie annuelle	/	eau minérale naturelle
Contexte urbanistique	urbain et industriel, faubourg d'une grande ville (Mons: 91.000 hab.)	urbain et industriel, faubourg d'une grande ville (Mons: 91.000 hab.)	urbain, faubourg d'une grande agglomération (Liège: 187.000 hab.)
Débit	26 l/s artésien, 15 l/s débit minimum	23-27 l/s	dépend des sources et puits (données anciennes nécessitant d'être actualisées)

Technologie	prise d'eau souterraine	prise d'eau souterraine	prise d'eau souterraine
Sismicité	pas reconnue. Il existe cependant une sismicité naturelle	pas reconnue. Il existe cependant une sismicité naturelle	pas reconnue
Contexte géologique	Bassin géologique de Mons. Présence de niveaux d'anhydrite et de fractures drainant l'eau au sein des formations carbonatées du Carbonifère.	Bassin géologique de Mons. Fractures drainant l'eau au sein des formations carbonatées du Carbonifère.	Zone frontale du fold-and-thrust belt de la zone Rhénohercynienne. Cycle de l'eau > 60 ans
Gradient géothermique	~30 °C/km, mais perturbé par les venues d'eau chaude	~30 °C/km, mais perturbé par les venues d'eau chaude	~35°C/km, mais extrêmement variable selon les profondeurs et les venues d'eau
Références	Delmer, A. (1977).		Graulich, J.-M. (1967). Graulich, J.-M. & Vandenven, G. (1978).

12 TÂCHE 2.2 : QUANTIFICATION DU RISQUE SISMIQUE

Dans cette tâche, le risque de sismicité induite par les exploitations géothermiques est analysé. Les résultats se basent sur les informations relatives aux expériences d'exploitation de la ressource géothermique à des fins de production d'électricité à travers le monde ainsi que sur des données relatives à des projets non EGS incluant des injections de fluides à long terme.

Une méthodologie à suivre afin de réduire au maximum le risque de sismicité induite lors du développement de projets géothermiques est présentée. Cet outil permet également aux décideurs politiques et à l'administration wallonne de développer une procédure spécifique aux projets de géothermie.

12.1 CONTEXTE GÉNÉRAL

L'expérience de ces dernières années a montré que les installations géothermiques peuvent causer une sismicité induite. Cependant en aucun cas, des événements sismiques individuels n'ont présenté un danger pour les infrastructures ou les individus. Malgré tout, la sismicité induite s'est révélée être la principale raison pour laquelle la production d'énergie géothermale a perdu beaucoup de son acceptation publique. En conséquence, la communauté géothermique doit se pencher sérieusement sur ces problèmes.

Des protocoles, standards si possible, doivent être mis au point pour contrôler les conséquences sismologiques des installations souterraines et la gestion des centrales géothermiques. En effet, actuellement, les questions liées à l'acceptation de la sismicité entraînent parfois un retard ou d'autres problèmes dans le développement ou la gestion de centrales géothermiques. Contrairement aux tremblements de terre naturels, la sismicité induite n'est pas imprévisible et peut, en principe, être contrôlée. Après des années de recherche, la connaissance dans ce domaine a beaucoup progressé.

La synthèse décrite dans les paragraphes suivants se base en grande partie sur le résumé des travaux présentés par la GTV-Bundesverband (Association allemande géothermique) ainsi que sur divers travaux cités dans la littérature (voir liste de référence).

12.2 LES DIFFÉRENTS TYPES DE SISMICITÉ

12.2.1 Sismicité Naturelle

Les séismes ne sont pas également répartis à la surface du globe, ils sont concentrés dans les zones tectoniquement actives, surtout le long des frontières de plaques. La prévalence de l'activité sismique dans une région donnée est décrite comme la «sismicité naturelle» de cette région. Ces phénomènes s'accompagnent ponctuellement de quelques forts tremblements de terre de forte magnitude attirant l'attention du public et causant une peur généralisée. La micro-sismicité, d'autre part, est un phénomène quotidien, mais elle reste peu connue du public. Ainsi dans le monde, plus de

1000 événements d'une magnitude entre 2 et 3, et environ 150 d'une magnitude de 3 à 4, sont enregistrés quotidiennement (iris, 2010).

La taille d'un tremblement de terre (ou la quantité d'énergie qui est libérée) dépend de la quantité de glissement se produisant le long de la faille, de la quantité de contraintes exercées sur celle-ci avant le glissement, de la vitesse à laquelle elle rompt, et de la taille de la région affectée par la rupture/le glissement. Les tremblements de terre dévastateurs (généralement ayant une magnitude plus importante que 4 ou 5) impliquent des surfaces de glissement relativement étendues (km). Pour que le glissement se produise il doit y avoir un déséquilibre des contraintes et des forces agissant dans la sub-surface. Les grands tremblements de terre sont rares dans les régions où il n'y a pas une faille assez large ou longue pour libérer suffisamment d'énergie. De plus, la création d'une nouvelle faille majeure est difficile, car il existe déjà habituellement des failles préexistantes qui vont accommoder le glissement en premier lieu (Majer et al., 2007).

La description de la sismicité naturelle peut se faire de façon statistique et doit inclure les éléments suivants:

- La situation locale géologique et tectonique
- Les contraintes tectoniques sur le terrain
- Listes / catalogues des séismes de l'époque pré-instrumentale
- Listes des séismes enregistrés
- Localisations des événements
- Les statistiques, telles que les relations Gutenberg-Richter
- Solutions plan focal
- Les rapports des dégâts et les rapports d'études macrosismiques
- Cartes d'intensité

La sismicité naturelle peut être considérée comme un cadre naturel pour la sismicité induite. Les événements provoqués sont en général (statistiquement) de plus faibles intensités que les événements naturels. Ainsi, un événement induit n'a jusqu'à présent jamais présenté une plus grande ampleur que le plus fort des événements naturels dans la zone étudiée.

Pour les zones asismiques, à savoir des zones sans sismicité naturelle, ce «cadre» n'existe pas et ne peut donc pas être utilisé comme l'un des arguments pour estimer la magnitude maximale possible des événements induits et de leur probabilité. Ces zones sont néanmoins à priori considérées comme moins à risque.

12.2.2 Sismicité induite

Toutes les activités majeures touchant la sub-surface affectent le champ de contraintes in situ et peuvent donc potentiellement générer des événements sismiques (Majer, 2006, Rybach, 2007, Majer, 2010). Il faut noter que les régions pour lesquelles la sismicité naturelle est déjà importante sont les plus sensibles. La sismicité induite a été signalée dans les contextes suivants :

- Les réservoirs d'eau
- Les mines
- Les tunnels routiers
- Les fouilles
- La production de gaz/de pétrole
- Le stockage souterrain (gaz, air comprimé)
- L'extraction de l'eau minérale
- La fracturation hydraulique dans les réservoirs de pétrole et de gaz

Le tableau suivant présente quelques exemples de tremblements de terre produits par des technologies non liées à la géothermie

Technologie	Magnitude	Lieu	Causes
Barrages hydrauliques	6.4	Inde	
Production de pétrole et gaz	généralement <3.0 de façon isolée M=7	ex : 6.5 à Coalinga (CA USA) 7.0 à Gazli (Ouzbékistan)	- subsidence - injection de fluides
Mines	5.6	Newcastle (NSO Australie)	- explosion - risque locaux - subsidence
Enfouissement de déchets	5.3	Rocky Mt Arsenal	

Le mécanisme principal à l'origine de la sismicité induite dans le cas d'injection de fluides est une réduction de la pression normale en raison de la pression de fluide additionnelle. Parce que la terre n'est pas un matériau parfaitement homogène perméable il y aura une accumulation de pression autour du point d'injection. Dans un matériau très poreux ou très perméable le fluide s'écoule facilement et l'accumulation de pression sera faible, les fluides auront tendance à se disperser rapidement, entraînant seulement une légère augmentation de la pression interstitielle. En revanche, lorsque la roche est moins poreuse et moins perméable, l'injection de fluides conduit à une forte augmentation de la pression, ce qui provoque une surpression dans les pores le long du chemin d'écoulement du fluide (parfois une faille). Si ces forces agissent dans une direction susceptible de causer un tremblement de terre, la pression interstitielle permettra de réduire les forces de cohésion le long de la faille, et les surfaces pourront ensuite glisser, provoquant un tremblement de terre.

Dans le cas d'injection de fluides, la magnitude et l'intensité de la sismicité seront contrôlées par la quantité de fluide injecté dans le sous-sol, l'orientation du champ de contrainte relative à l'augmentation de la pression interstitielle, l'ampleur du système de failles locales, et la contrainte déviatorique dans le sous-sol.

Une indication de la quantité de contrainte accumulée (force en excès) disponible dans le sous-sol est la sismicité historique ayant eu lieu dans la région.

12.2.3 Sismicité induite par des installations géothermiques

Dans la plupart des champs géothermiques, les fluides sont pompés et injectés dans une même région. Ces processus induisent des modifications des champs thermiques et chimiques dont les effets se combinent pour produire une variété de mécanismes responsables d'une sismicité induite. Celle-ci a la même origine que celle provoquée par les autres types d'injection de fluide précités.

Les variations de pression engendrées par l'injection des fluides peuvent être responsables de mouvements brusques le long de failles car elles modifient la force de frottement entre les deux côtés opposés de failles ou des fractures. De plus, pendant les phases de développement et d'exploitation de systèmes géothermiques, des effets thermo-mécaniques s'ajoutant aux effets purement liés à l'augmentation de pression due à l'injection peuvent devenir importants. Ils peuvent également réduire les forces de frottement, ce phénomène affecte cependant probablement uniquement de petites zones.

La sismicité liée à des installations géothermiques a été signalée à travers le monde. Cependant, nulle part un tremblement de terre induit dangereux (endommageant de façon majeure les constructions, les infrastructures et / ou portant atteinte aux personnes) n'a été reporté. Des dommages « faibles », comme à Bâle ou à Landau, ont été réglés par un paiement ex-gratia, sans examen plus approfondi de leur origine, ou par un règlement à l'amiable (des demandes sont en cours).

Le plus important séisme induit par la stimulation de systèmes EGS est celui ayant eu lieu dans le bassin de Cooper en Australie en décembre 2003. Il présentait une magnitude M de 3.7 et il a eu lieu dans une zone inhabitée. Des événements sismiques de magnitude $M > 4$ arrivent aussi occasionnellement dans le champ de Geysers, en raison de la réinjection continue (Rybach 2007).

Il est essentiel pour des raisons d'acceptation publique de savoir si des événements naturels de forte magnitude peuvent être déclenchés soit par injection de fluide ou par des petits événements induits. On parle d'un événement déclenché si le plan de faille actif est beaucoup plus grand et au moins partiellement en dehors du volume de la sub-surface influencé par l'énergie géothermique. Dans le monde, aucun cas de déclenchement par les projets de géothermie n'est connu, mais cela ne signifie pas qu'il est totalement impossible.

Enfin, il faut noter que les événements induits, s'ils sont de magnitude raisonnable, ne sont pas forcément négatifs, ils peuvent être utilisés pour la caractérisation du réservoir et l'exploration des environs du réservoir ainsi que pour son développement. Cette méthode est généralement appelée « sismicité passive » et est une méthode importante et utile dans la gestion des réservoirs géothermiques.

12.3 ESTIMATION DE LA MAGNITUDE MAXIMALE ET DE LA PÉRIODE DE RÉCURRENCE

L'estimation de la magnitude maximale possible dans une région donnée est une exigence majeure pour tout expert sismologique accompagnant un projet de géothermie. Une première estimation est donnée par l'évaluation de la sismicité naturelle dans cette région car cela donne un cadre pour d'éventuelles manifestations induites. A mesure que le projet avance, des estimations plus précises sont rendues possibles. Le premier sondage donnera un aperçu du champ de contraintes locales. Les enregistrements à partir d'un réseau sismologiques en cours de forage et de stimulation permettront l'utilisation de méthodes statistiques. En général, il existe des approches différentes pour estimer l'événement de magnitude maximale possible et les périodes de récurrence associées:

- L'approche déterministe (modélisations)
- L'approche probabiliste (statistique)
- L'approche empirique

12.3.1 Approche déterministe

L'approche déterministe, vise à modéliser ou à simuler des événements sismiques possibles. Comme pour toutes simulations, un modèle approprié des paramètres de la sub-surface (géométrie, pétrophysique et contraintes) et un code approprié pour générer des fractures dans ce modèle sont nécessaires. Pour un endroit donné, il sera difficile d'établir un modèle statique approprié de la sub-surface. Même le résultat de l'exploration sismique 3D, qui est nécessaire dans tous les cas, ne peut fournir assez de détails. Généralement, les paramètres pétrophysiques et les informations sur le

champ de contraintes sont aussi difficiles à obtenir. Les informations essentielles sont la taille et l'orientation des fractures liées aux composantes du champ de contraintes.

Les codes disponibles pour la simulation des tremblements de terre sont également limités (cf. Tâche 2.3.). Tous les résultats des calculs doivent être validés et calibrés par des mesures et ne peuvent pas être utilisés dans les cas où les mesures n'existent pas (ou pas encore).

Dans l'état actuel des connaissances, selon le GtV, l'approche déterministe n'est pas encore apte à prédire l'ampleur maximale ou la fréquence de récurrence des séismes, mais elle est très utile pour l'analyse de sensibilité et pour déterminer les paramètres ayant une influence sur la magnitude et la fréquence de récurrence. La poursuite de la recherche dans ce domaine est essentielle.

Pour la prédiction d'événements de forte magnitude, en particulier pour répondre à la question de savoir si les événements déclenchés sont possibles dans une zone donnée, l'approche déterministe reste cependant la seule possibilité. Pour de plus amples détails sur cette technique se reporter au rapport SERIANEX (Baisch et al., (1) 2009) qui consacre une annexe au problème de sismicité déclenchée.

12.3.2 L'approche probabiliste (statistique)

L'approche probabiliste est basée sur une évaluation statistique des événements enregistrés sans regarder la situation géologique et sans utiliser la physique ou la mécanique des roches. En effet, dans une région sismique donnée, il existe une relation entre la magnitude des séismes et leur fréquence d'apparition, ainsi les séismes de faibles magnitudes sont nombreux, alors que ceux de fortes magnitudes sont rares. La relation centrale de cette approche est celle de Gutenberg-Richter montrant la fréquence d'occurrence des événements en fonction de leur magnitude.

D'autres méthodes statistiques sont disponibles depuis peu. L'approche probabiliste nécessite une base de données suffisante et donc un temps de suivi plus long avec un seuil suffisamment bas pour enregistrer un grand nombre d'événements de faible magnitude.

12.3.3 L'approche empirique

Certaines recherches tentent de montrer une relation entre certains paramètres de réservoir et la magnitude maximale. Le paramètre utilisé est principalement la taille du réservoir. Certains auteurs utilisent une dimension linéaire c'est-à-dire le diamètre du réservoir, d'autres le volume du réservoir. Dans tous les cas une relation (linéaire) est indiquée sur une base de données éparses (McGarr, 1976, Baisch et al. (1), 2009, Majer, 2010).

Le contexte physique n'est pas évalué pour ces relations. En général, il est seulement stipulé qu'un grand tremblement de terre a besoin de place pour développer une zone de rupture suffisante avec un moment sismique adéquat.

La définition de la taille du réservoir peut être difficile. Dans les projets de type HDR, elle peut être définie par la localisation des événements sismiques. Dans les systèmes de réservoirs hydrothermaux ouverts, elle peut être définie par le volume d'écoulement de fluide ou par le volume de pression de fluides additionnelle. Ces paramètres peuvent être estimés grossièrement .

12.4 LA SITUATION EN BELGIQUE

Les paragraphes précédents soulignent l'importance de définir le cadre pour la sismicité induite avant le développement de projets géothermiques. Pour un pays comme la Belgique, ce cadre peut être défini car divers tremblements de terre ont eu lieu dans le passé.

12.4.1 Localisation de la sismicité naturelle

La Belgique est située dans un domaine intra-plaque caractérisé par de faibles taux de déformation tectonique. L'activité sismique connue (depuis le 14^{ème} siècle) est considérée comme faible à modérée (Section de sismologie Observatoire Royal de Belgique (2)). Les tremblements de terre en Belgique et dans les régions voisines se concentrent dans certaines zones (Figure NUM):

- La frontière entre la Belgique, les Pays-Bas et L'Allemagne.
- La région de Liège (1983) et les Hautes Fagnes;
- Le bassin de Mons;
- Le massif du Brabant qui s'étend jusqu'à la mer du Nord.

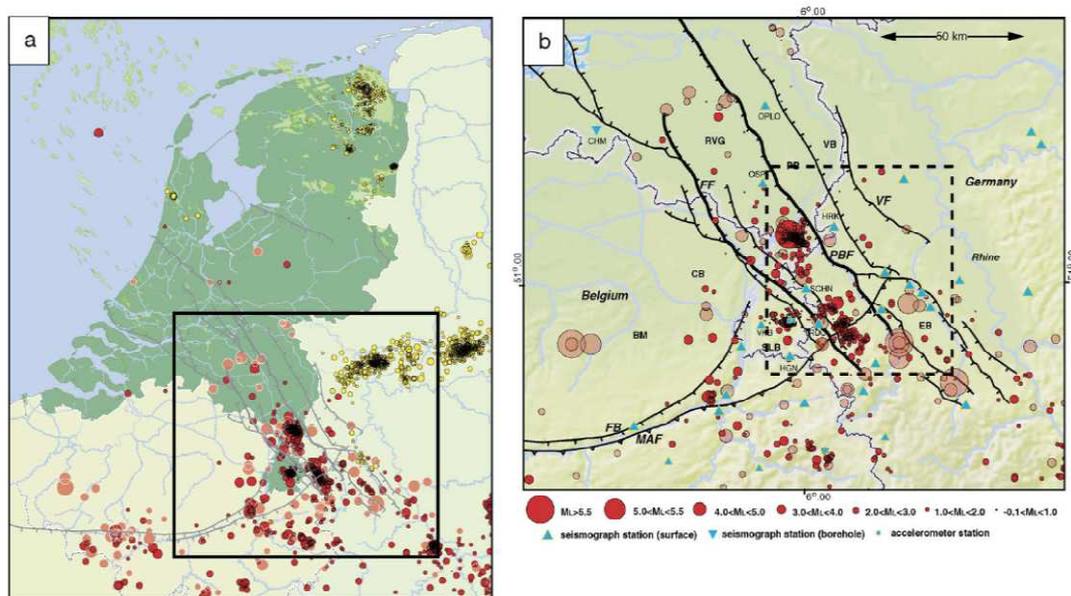


Figure 11 : a) Distribution de la sismicité depuis 1900 dans le graben du Rhin et ses alentours, les cercles rouges dénotent la sismicité naturelle et les jaunes la sismicité induite par l'activité humaine ; b) carte des épicentres de la sismicité naturelle pour la période 1900-2005 (Cloething et al., 2006).

12.4.2 Surveillance sismique

Suite au tremblement de terre de Liège le 8 novembre 1983, un réseau de surveillance sismique a été implanté progressivement dès 1985. Depuis cette date, 1106 événements ont été enregistrés, détectés et localisés dont 40 de magnitude supérieure à 3.0 sur l'échelle de Richter.

Le réseau de surveillance sismique belge comporte actuellement 24 stations sismiques qui mesurent de manière continue les mouvements du sol et 18 stations accélérométriques destinées à enregistrer les mouvements forts du sol (Figure 11).

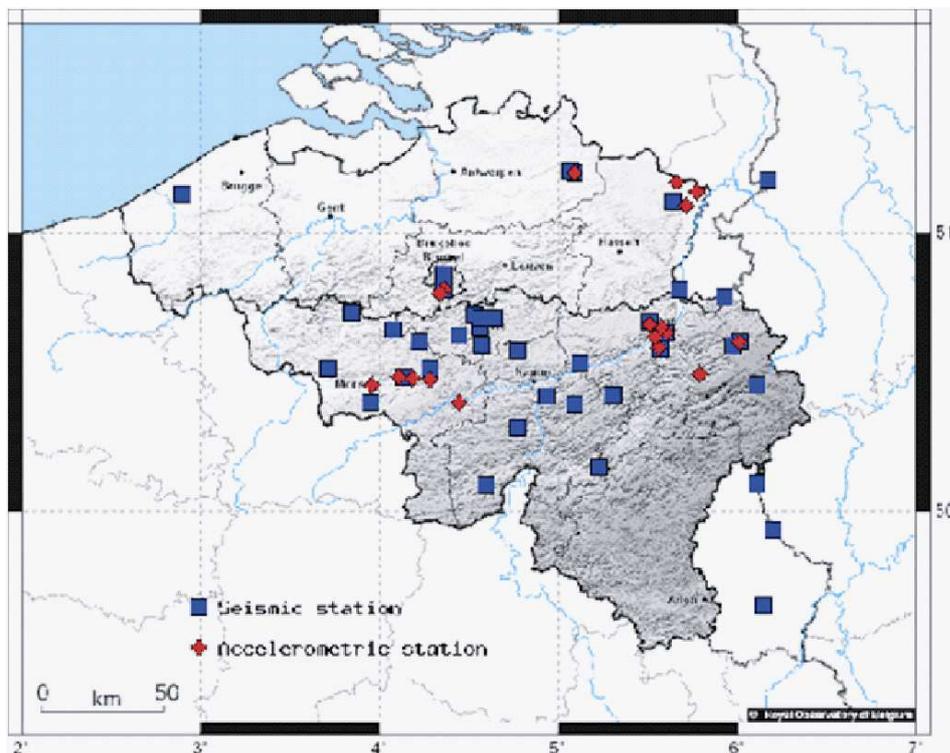


Figure 12 : Les réseaux sismique et accélérométrique belge. (Section de séismologie Observatoire Royal de Belgique (3))

12.4.3 Magnitude maximale (Mmax)

L'aléa sismique est une relation probabiliste entre la magnitude du tremblement de terre maximal qui puisse avoir lieu dans une région (tremblement de terre de référence) et sa période de retour. Dans un récent rapport (Verbeeck et al., 2009) celui-ci a été présenté pour 14 zones différentes en Belgique. Le tremblement de terre de référence – exprimé en terme d'amplitude et de spectre est déterminé par une évaluation probabiliste de l'aléa sismique (PSHA).

Pour chaque zone la magnitude maximale a été évaluée en se basant sur les critères suivants:

- Magnitude indiquée par les études paléosismiques pour les zones dans lesquelles de telles données sont disponibles;
- Magnitude du tremblement de terre historique le plus important pour les zones ayant connues des tremblements historiques importants mais où il n'y a pas d'évidence géologique de la présence de larges failles actives ;
- Magnitude du tremblement de terre historique le plus important et enregistrement instrumental avec un ajout de 0.5 unité de magnitude pour toutes les zones.

Le tableau suivant résume les magnitudes maximales pour les différentes zones :

zone	Magnitude maximale
Massif Anglo-Brabant	6.0
Weald-Artois	6.0
Bassin de Mons-Orchies	4.8
Massif des Ardennes Ouest	3.9

Massif des Ardennes Est	6.3
Zone de Liège-Gulpen	5.2
le graben de la vallée de la Roer	6.7
Campine Est	4.8
Zone de Peel-Venlo	3.9
Bassin néerlandais ouest	3.9
Bassin de Neuwied	4.0
Zone d'Eifel	3.4
Graben de Trier	1.9
Massif de Hunsrück-Taunus	5.3

De plus, dans un résumé de cours Plumier (2009) donne la fréquence d'occurrence en fonction de la magnitude pour le territoire belge dans son ensemble sans distinction de provinces.

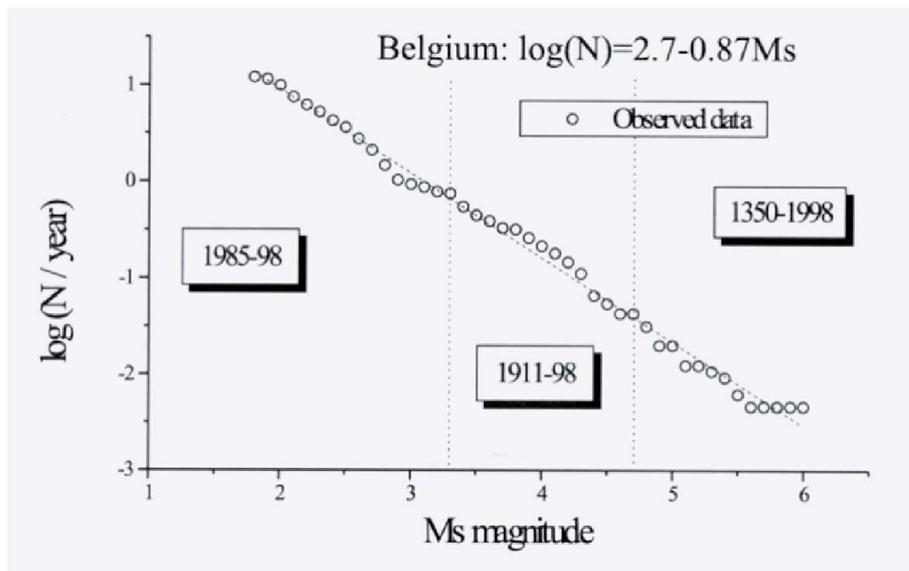


Figure 13 : Fréquence d'occurrence des séismes (nombre annuel cumulé) en fonction de la magnitude M_s pour le territoire belge (Plumier, 2009).

Le Tableau 11, montre les magnitudes et périodes de retour pour la Belgique en se basant sur les statistiques depuis 1932 (Plumier & Degée, 2010).

Tableau 11 : Magnitudes et périodes de retour pour la Belgique

Magnitude	Période de retour (années)
4	3
5	30
6	250

12.4.4 Carte d'aléa sismique régional

Le calcul de l'aléa sismique en Belgique a été réalisé dans le cadre du projet Eurocode 8 (Eurocode 8 et l'aléa sismique en Belgique : www.seismologie.be). Les paragraphes suivants résument les résultats et la méthode utilisée dans ce projet.

L'aléa sismique est représenté en fonction de la probabilité que survienne un séisme d'une magnitude donnée sur l'échelle de Richter et de la probabilité que soit atteint un niveau donné d'accélération du

sol en fonction de la distance et de la magnitude du séisme. Le calcul a été effectué en plusieurs étapes:

Dans une 1ère étape les zones de sources sismiques ont été délimitées. Elles correspondent à des zones présentant une certaine activité sismique et pour lesquelles on admet que des tremblements de terre se produiront aussi dans le futur. On admet qu'à l'intérieur de chaque zone, les caractéristiques des séismes et la probabilité qu'ils surviennent sont constantes.

Dans une 2ème étape, l'activité sismique de chaque zone a été déterminée: à quelle fréquence des séismes d'une magnitude donnée s'y produisent-ils, quelle est leur profondeur moyenne, quelle est la magnitude la plus élevée qu'on puisse attendre ? Pour chaque zone, la relation entre la fréquence des séismes (nombre/an) et la magnitude (loi de Gutenberg-Richter) a été calculée.

Dans une 3ème étape, un modèle d'atténuation des mouvements du sol a été pris en compte, en calculant l'accélération du sol en un endroit donné en fonction de sa distance épacentrale et de la magnitude du tremblement de terre. Les observations montrent cependant que l'accélération au sol peut varier fortement pour des magnitudes et des distances comparables, ce qui rend les incertitudes assez élevées.

A partir de ces éléments, le calcul de l'aléa sismique en Belgique a pu être finalisé. Le résultat est une carte de l'accélération maximale au sol qui a une probabilité d'être atteint sur une période de 475 ans (Section de sismologie Observatoire Royal de Belgique (1), Plumier et Degée, 2010). L'aléa sismique est le plus élevé dans l'est du pays (Liège et région des Fourons, Limbourg et Hautes Fagnes) et dans le Hainaut. Sur base de cette carte, la Belgique a été divisée en 5 zones différentes pour l'application de l'Eurocode 8. À l'intérieur de chaque zone, l'aléa sismique est considéré comme uniforme et l'accélération horizontale maximale de référence ag_R sur le rocher vaut respectivement :

Zone sismique 0 : Pas d'accélération significative

Zone sismique 1 : $ag_R = 0,40 \text{ m/s}^2$ ou $0,04 \text{ g}$

Zone sismique 2 : $ag_R = 0,60 \text{ m/s}^2$ ou $0,06 \text{ g}$

Zone sismique 3 : $ag_R = 0,80 \text{ m/s}^2$ ou $0,08 \text{ g}$

Zone sismique 4 : $ag_R = 1,00 \text{ m/s}^2$ ou $0,10 \text{ g}$

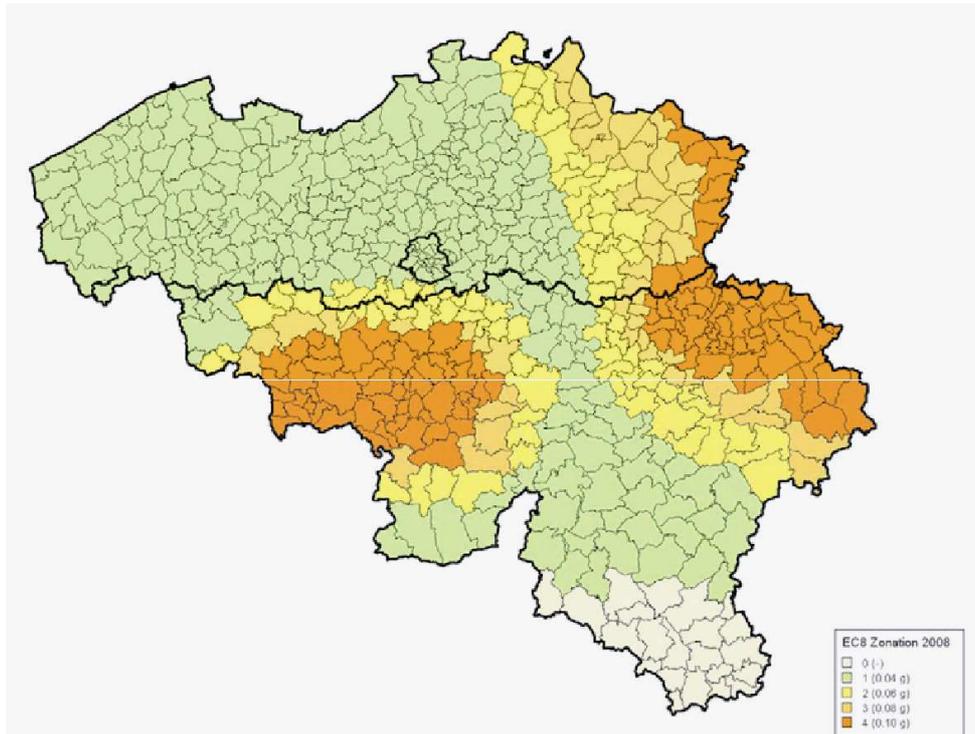


Figure 14 : Carte de zonage sismique de la Belgique (Plumier, 2009, Camelbeeck, 2010)

En conclusion, en Belgique, l'aléa sismique et de ce fait le cadre pour la sismicité induite et déclenchée est variable selon les zones.

Dans une région donnée il sera donc nécessaire d'évaluer localement l'aléa sismique avant la mise en place d'un système géothermique mais aussi d'évaluer l'incrément d'aléa pendant les phases de stimulation (si celle-ci est nécessaire) et de production.

Les méthodes précitées (voir 5.3) donneront une évaluation a priori du risque de sismicité en donnant la magnitude maximale susceptible d'être observée ainsi que la période de retour associée mais ne pourront en aucun cas donner de façon précise le timing et la magnitude des potentiels événements sismiques liés aux systèmes géothermiques. Bien que ces informations soient cruciales, il est clair qu'elles ne sont pas suffisantes pour assurer la sécurité des sites géothermiques, notamment dans les zones où la M_{max} est élevée. En effet, en théorie, le risque sera considéré comme minime uniquement s'il ne dépasse pas une valeur seuil qui est généralement plus faible que M_{max} (correspondant à un niveau de dommages négligeables).

A l'heure actuelle, la seule façon de minimiser le risque de sismicité induite reste de pratiquer les opérations sur les sites en appliquant une approche graduelle.

12.5 CONTRÔLE ET MINIMISATION DU RISQUE : APPROCHE OPÉRATIONNELLE « PAS À PAS »

L'Association Allemande de Géothermie préconise une approche opérationnelle de type "pas à pas". Les relations entre les paramètres d'injection et la sismicité peuvent être évaluées non seulement au préalable par la théorie (paragraphe précédents), mais aussi au cours de la phase opérationnelle. Il est évident que même avec une bonne connaissance des conditions tectoniques et géologiques locales et régionales du site les approches précitées ne permettent qu'une estimation approximative de la magnitude maximale et du risque sismique associé.

Pour éviter des événements de forte magnitude une méthode “pas à pas” est préférable. Ainsi, toutes les opérations susceptibles d'affecter la sismicité induite doivent être réalisées de manière à ce que le risque d'induire des événements sismiques n'augmente que graduellement et que les événements restent (statistiquement) en dessous du niveau de perceptibilité.

Toutes les étapes importantes, c'est-à-dire, le forage, la stimulation, les essais hydrauliques et la production doivent être accompagnées d'une surveillance et d'un contrôle de la sismicité accrue. L'évaluation continue des statistiques et de la distribution spatiale des événements enregistrés doit accompagner ces étapes, les calculs déterministes peuvent également être intégrés. Cela signifie que l'approche “pas à pas” est finalement une combinaison intelligente, attentive et pratique de toutes les approches disponibles. Les informations supplémentaires peuvent être facilement ajoutées. Une partie de l'approche “pas à pas” peut être:

- Un plan de surveillance et de réaction
- Un suivi des activités de forage
- Une surveillance de la stimulation
- Un suivi de la production

12.5.1 Plan de suivi et de réaction

La surveillance de la sismicité induite est essentielle dans l'approche “pas à pas”. Elle est réalisée en temps réel par le biais d'enregistrements sismiques. Les paramètres essentiels d'un bon réseau de surveillance sismologique sont une bonne couverture pour localiser les événements et un seuil de déclenchement faible pour enregistrer un grand nombre d'événements de faible magnitude. Une base de données suffisante pour des évaluations statistiques peut alors être fournie.

Certaines des stations peuvent être installées dans les forages directement. Les réseaux d'émission doivent se conformer aux normes nationales en ce qui concerne l'instrumentation, l'installation et l'interprétation. En Allemagne par exemple, selon les normes DIN, il est essentiel d'enregistrer la vitesse au sol maximale (PGVs). Ces réseaux doivent de préférence être gérés par des institutions publiques ou des entreprises privées sous contrat d'institutions publiques. Ceci est particulièrement avantageux si les réseaux d'installations voisines se chevauchent. En outre, elle augmente l'acceptation du public.

Un plan de réaction (publié) doit être élaboré, il doit notamment définir les différentes réponses en fonction des PGVs (ou accélération maximale du sol : PGAs) enregistrées. Cela permet de s'assurer que, statistiquement, la PGV (ou PGA) ne doit pas dépasser une certaine valeur lors du déroulement des activités. La surveillance et le plan de réaction doivent être développés en accord avec toutes les parties, y compris les autorités minières.

12.5.2 Forage

Jusqu'à présent, aucune sismicité induite n'a été observée lors d'activités de forage. Il est cependant recommandé que l'approche “pas à pas” commence la surveillance avant même le premier forage afin d'alimenter une base de données sismologiques satisfaisante aussi tôt que possible.

12.5.3 Stimulation hydraulique

La stimulation hydraulique est habituellement l'opération comportant le plus grand risque de sismicité

induite dans la chaîne des activités liées à l'installation et à la production d'une centrale géothermique. La stimulation sera toujours par nature accompagnée d'événements sismiques. Il doit y avoir une planification des opérations en débutant à basse pression, à des taux et avec des volumes de fluide d'injection faibles et une période ou un volume d'injection limités. Ensuite une augmentation graduelle de ces paramètres peut être réalisée jusqu'à ce que le résultat de la stimulation soit satisfaisant.

Si au cours des opérations les valeurs de PGV (PGA) dépassent les valeurs maximales acceptables une minimisation des dommages éventuels devrait être assurée en prenant les mesures définies dans le plan de réaction.

12.5.4 Production

Une fois que la production atteint des conditions stables, il y a un équilibre entre le volume de fluide extrait et celui qui est injecté, la pression d'injection est constante ou en baisse et reste en dessous de la pression critique qui entrainerait l'apparition du cisaillement. Le danger de sismicité induite est beaucoup plus faible que dans le cas d'injection sans pompage associé (déchets liquides, CO2 supercritique). Le suivi peut être fait avec des réseaux d'enregistrements sismologiques moins importants que pendant la phase de stimulation.

Cependant, une attention particulière doit être portée lorsque la production est interrompue puis renouvelée ou lorsque les paramètres de production sont modifiés. En général, les changements peuvent entraîner une augmentation des réactions sismiques.

Dans le cadre de projet EGS il existe peu de données relatives à des périodes de circulation d'une durée supérieure à un an. Cependant dans le rapport SERIANEX, les auteurs estiment que la sismicité est probable y compris pendant les phases de production alors qu'un mode « en équilibre » est atteint entre l'injection et le pompage. La surveillance doit donc être poursuivie y compris pendant cette phase.

12.5.5 Suivi et conseils d'experts

Le suivi par des experts est possible au cours des différentes phases d'un projet géothermique. Le contenu et la valeur des jugements émis sera fortement tributaire de la base de données disponible. Les documents présentant les conclusions des experts doivent être mis à jour à mesure que la base de données augmente. Cela signifie qu'un ou plusieurs experts accompagnent ou guident le projet en continu. Ce suivi est obligatoire pour le bon déroulement de l'approche "pas à pas".

12.6 CONCLUSION, RECOMMANDATIONS ET LES MESURES

Les installations géothermiques n'ont jusqu'à présent jamais causé des tremblements de terre dangereux causant des dommages structurels ou mettant la vie humaine en danger. Néanmoins la sismicité induite qui a été expérimentée dans quelques cas isolés pose un problème d'acceptation important.

La crainte naturelle de «tremblements de terre» est profondément enracinée; ils sont considérés comme (et sont) imprévisibles et impossibles à gérer. En revanche, les installations géothermiques

peuvent être exploitées d'une manière qui permette de minimiser les événements sismiques capables d'être ressentis par le public. Diverses mesures sont nécessaires dans le cadre de la minimisation du risque de sismicité induite et l'amélioration de l'acceptabilité.

Pour éviter de grands événements sismiques, la «méthode "pas à pas"» devrait être adoptée pour les projets de géothermie. En suivant cette approche, toutes les opérations pouvant entraîner une sismicité induite doivent être réalisées de manière graduelle, de manière à ce que le risque n'augmente que lentement et qu'ainsi les événements restent (statistiquement) en dessous du niveau de perceptibilité.

Pour réaliser un contrôle continu de la sismicité il est indispensable de disposer de réseaux sismiques permettant l'enregistrement en temps réel. Les réseaux sismologiques doivent avoir un seuil de déclenchement faible et un réseau d'émission. Les réseaux doivent être gérés par des institutions publiques ou des sociétés privées chargées par les institutions publiques de réaliser ces études, les résultats doivent être accessibles au public.

Sur la base des données mesurées un plan de réaction doit être élaboré, il doit également être rendu public. Le concept de surveillance et le plan de réaction doit être développé en accord avec toutes les parties, y compris les autorités minières. Le suivi doit couvrir toutes les phases:

- le forage (même si aucun événement induit n'a encore été enregistré au cours de phases de forage associées à la géothermie profonde)
- la stimulation hydraulique: c'est l'opération qui comporte le risque le plus élevé. Il doit y avoir un plan, stipulant que la pression, les taux et les volumes de fluide d'injection ainsi que la période d'injection sont augmentés graduellement jusqu'à ce que le résultat de stimulation soit satisfaisant.
- la production: le risque est extrêmement faible au cours de cette phase, par conséquent, les réseaux de surveillance peuvent être réduits. Une attention particulière, cependant, doit être prise lorsque la production est interrompue ou lorsque les paramètres de production sont modifiés.

De plus, si les experts jugent que dans certaines régions le risque sismique est inacceptable en raison de conditions géologiques particulières, aucun projet géothermique ne devra y être établi.

Chaque projet doit être surveillé en permanence par un expert sismologue. La recherche doit se poursuivre, en particulier afin d'élargir nos connaissances sur la relation entre les paramètres d'exploitation et la sismicité. Le niveau actuel d'évaluation scientifique des risques et l'endiguement des risques doit être présentée comme la base des recherches ultérieures.

La communication concernant la sismicité induite entre toutes les parties concernées, en particulier les citoyens, maîtres d'ouvrage, les scientifiques et les autorités, doit être une priorité. Sur la base des conclusions scientifiques actuelles il doit être clair que les tremblements de terre induits par la géothermie ne sont pas du même ordre de magnitude que les tremblements de terre catastrophiques. Les microséismes, comme ceux qui se produisent environ 50 fois par mois dans le cadre du projet de recherche à Soultz-sous-Forêts (France), ne peuvent être assimilés aux séismes destructeurs qui affectent la santé des personnes ou qui peuvent affecter leurs biens de manière substantielle.

A l'heure actuelle le projet européen GEISER (<http://www.geiser-fp7.eu>) étudie les risques de sismicité induite associée à des projets géothermiques. Les résultats de ce projet seront une source d'informations supplémentaire à intégrer.

Les actions préconisées pour la région Wallonne dans les zones cibles:

- mettre en place un plan de réaction
- regrouper toutes les données sismologiques disponibles localement pour définir le cadre de

la sismicité induite

- délimiter les zones pour lesquelles il est fortement déconseillé de mettre en place des installations géothermiques (si elles existent)
- développer une base de données accessibles aux futurs développeurs de projet
- se tenir informer des résultats du projet européen GEISER

13 TÂCHE 2.3 : SIMULATION DE LA PROPAGATION DES ONDES SISMIQUES

13.1 INTRODUCTION

La sismicité induite n'a pas été observée seulement dans les projets de géothermie profonde, mais également dans les grands réservoirs d'eau (pendant la mise en eau ou la vidange), dans l'exploitation de gaz, de pétrole et de mines profondes à ciel ouvert ou par galeries souterraines. C'est également pour l'exploitation de gaz et de pétrole, ainsi que dans le secteur minier, que le procédé de fracturation hydraulique a été développé. Les problèmes de microsismicité sont donc connus depuis longtemps et c'est pour ces domaines d'activité qu'un grand nombre de logiciels a été développé au départ.

L'objectif de ce chapitre est de présenter une revue des méthodes sismiques et de modélisation, des facteurs/paramètres géologiques et des logiciels disponibles pour la modélisation de la microsismicité induite et les risques associés par la mise en place de projets en géothermie profonde. Ce chapitre détaille donc l'approche déterministe développée au Chapitre 12. La modélisation de la sismicité implique de prendre en compte différents mécanismes pour que les modèles de propagation des ondes et donc de simulations de risques soient le plus proche de la réalité terrain. Les deux types de sismicité, naturelle et induite (méthodes sismiques passive et active), ont été repris dans cet état des lieux, car le développement des simulations dépend de la compréhension de ces deux phénomènes face à la réalité géologique rencontrée.

La modélisation de la propagation des ondes doit pouvoir s'appuyer sur des valeurs réalistes, notamment les vitesses de propagation des ondes sismique dans les différentes unités géologiques (formations géologiques, failles, karst, ...). L'évaluation de ces valeurs est réalisée à travers différentes méthodes de prospection sismique décrites ci-dessous. La géométrie des modèles est l'autre grande élément pouvant influencer les résultats et elle doit donc s'appuyer sur une imagerie la plus détaillée possible de la structure du sous-sol. L'étude de la structure du sous-sol peut également être réalisée grâce à l'utilisation de méthodes de prospection sismique.

Lors de la recherche bibliographique, une multitude de logiciels ont été rencontrés correspondant à différents stades de la mise en place d'un tel projet. Cependant, la constatation est que peu de logiciels ont été développés pour la prédiction des risques (micro-)sismiques engendrés par la stimulation hydraulique en vue d'augmenter le potentiel géothermique et que ceux-ci sont souvent des modèles (trop) simples.

13.2 COMPORTEMENT DES ONDES ET PARAMÈTRES GÉOLOGIQUES

Les techniques de modélisation que ce soit dans l'industrie pétrolière ou géothermale sont souvent basées sur l'étude des ondes sismiques S et P et de leur comportement. Les techniques sismiques sont assez diverses et permettent de dégager et d'identifier de nombreux paramètres géologiques avant et durant les phases d'exploration et de développement d'un projet. Ces paramètres peuvent avoir une incidence sur les phases de mise en place et de production géothermique, puisque leur présence influera sur le comportement des ondes lors d'un (micro-)séisme induit. Il est donc important de comprendre le comportement des ondes sismiques via les techniques sismiques, pour ensuite prédire l'aléa sismique dû à l'implantation d'un projet en géothermie profonde.

13.2.1 Méthodes sismiques utilisées en prospection et monitoring

Le principe des techniques sismiques est d'envoyer des ondes de type sonore dans le sol et d'enregistrer le retour en surface des ondes directes, réfléchies ou réfractées. Ces ondes peuvent être provoquées naturellement par un séisme, sismique passive, ou par une méthode mécanique, marteau, camion vibreur, etc, appelée sismique active. Le comportement des ondes est différent puisque les ondes réfractées sont toujours les premières à atteindre les capteurs sismiques (géophones). Sur un même enregistrement tous les types d'ondes peuvent être visibles : réfléchies, réfractées, ondes P, ondes S, ondes de surface, bruit aérien, etc ; ceci explique l'aspect parfois complexe des enregistrements sismiques.

13.2.1.1 Microsismicité naturelle

L'étude de la microsismicité naturelle est une première approche de modélisation pour la compréhension géologique de la zone d'implantation d'un projet de géothermie. En effet, l'acquisition des données sismiques par le suivi de la sismicité naturelle est importante pour estimer la distribution des contraintes et le taux de relaxation des contraintes naturelles dans une zone potentielle de sismicité induite, ainsi que l'estimation des directions des contraintes régionales. Un séisme est le résultat de la relaxation instantanée sur un segment de faille des contraintes accumulées au cours du temps.

L'ensemble des séismes qui se produit dans un espace défini et au cours du temps, constitue la sismicité de ce domaine. Cette sismicité peut être renseignée dans différents catalogues de sismicité en fonction de la source d'information utilisée :

- les catalogues de sismicité instrumentale rassemblent les données décrivant les séismes détectés par les sismomètres des réseaux de surveillance sismique ;
- les catalogues de sismicité historique détaillent les caractéristiques des séismes décrits dans des documents historiques;
- les catalogues de paléosismicité rassemblent les traces des déformations directes telles que les ruptures de surface ou des déformations induites (liquéfaction...) de séismes encore plus anciens.

Ces informations sont importantes si un projet de géothermie profonde veut s'implanter dans une région avec un historique de sismicité naturelle (ex : plusieurs évènements de magnitude entre 2 et 3 par an, avec quelques évènements supérieur à cette magnitude). Si le projet prévoit l'utilisation de la technique EGS avec fracturation hydraulique, il faudra être bien conscient qu'une zone sismiquement active sera généralement plus prône à la sismicité induite qu'un projet dans une zone asismique.

De plus, l'analyse du signal sismique provoqué par les séismes permet d'étudier le comportement des ondes S et P (temps de propagation, conversion d'ondes, atténuation, ...), la structure interne de la terre et de caractériser de nombreux paramètres physiques des milieux traversés, de toute nature et à toute échelle. Ces paramètres associés aux champs de contraintes existants, leur évolution et le niveau critique de rupture associé sur les systèmes actifs, sont des informations cruciales à acquérir et à comprendre via leur modélisation puisqu'ils sont à la base du déclenchement des séismes.

13.2.1.2 Sismique réfraction

La sismique réfraction est une approche simple pour acquérir un modèle géologique simple du sous-sol. Cette méthode est parfaitement bien adaptée pour les faibles profondeurs, c'est-à-dire moins de 100 mètres. Cette technique s'appuie sur l'étude des temps de parcours des ondes sismiques qui se propagent le long d'une interface entre 2 roches de lithologie différente. Le traitement des ondes réfractées nécessite un milieu dont la vitesse augmente avec la profondeur.

Le travail d'interprétation se fait sur un diagramme distance / temps des premières ondes arrivées appelée dromochronique. Sur ce type de diagramme, la pente correspond à l'inverse de la vitesse sismique. Connaissant la vitesse des terrains et le temps d'intersection au niveau du point de tir (intercept time), on peut calculer les épaisseurs sous tous les tirs. Des méthodes plus sophistiquées permettent de calculer la profondeur du substratum rocheux sous les géophones.

Cette méthode permet d'estimer correctement les vitesses des couches, leur profondeur et aussi de calculer le pendage de celles-ci. Elle est plus particulièrement utilisée pour déterminer l'épaisseur de la couverture quaternaire, la localisation du bedrock et la présence de zone altérée (fissurée). Pour des sites très complexes, le traitement devient délicat. Enfin certaines géométries comme la présence d'un « canyon », ou de flancs de montagnes proches ne peuvent être détecté ou perturbent l'interprétation.

13.2.1.3 Tomographie sismique

La méthode de tomographie sismique est applicable pour une modélisation locale (modélisation de la structure d'un massif), régionale (modélisation de la croûte, des volcans) ou globale (modélisation de la convection dans le manteau). La tomographie sismique permet d'obtenir par inversion des modèles complexes impossibles à calculer par les méthodes traditionnelles du traitement de la sismique réfraction. Cette méthode récente est possible grâce à la puissance actuelle des ordinateurs. Le principe est de fournir à l'ordinateur le temps d'arrivée des premières ondes (souvent simplement appelées : les premières arrivées) aux géophones ainsi que la localisation de tous les géophones et des tirs. L'ordinateur recherche ensuite au moyen d'algorithmes complexes un modèle de vitesses théorique qui fournirait une dromochronique le plus proche possible des données expérimentales. Avec cette méthode, il est possible de mettre en évidence des zones lentes au sein de couches rapides ou vice-versa. Les failles sont souvent plus faciles à localiser sur les profils tomographiques qu'en sismique réfraction conventionnelle.

Utilisée de manière appropriée, la sismique permet de faire une tomographie d'un massif ; c'est-à-dire la reconstruction d'une structure interne du terrain à partir des temps de parcours ou des amplitudes des ondes sismiques. Dans ce deuxième cas, on utilise l'atténuation des ondes pour évaluer les propriétés élastiques du milieu. Pour faire de la tomographie, plusieurs essais doivent être faits avec différents trajets de parcours des ondes. Pour cela plusieurs sources et récepteurs doivent être placés autour de la zone à étudier.

La limitation de cette méthode réside dans la quasi-absence de contrôle possible dans l'interprétation par le géophysicien et donc une interprétation « conventionnelle » en parallèle est très souhaitable. La fiabilité du modèle peut être estimée en comparant les premières arrivées mesurées sur le terrain et celles calculées à partir du modèle proposé par le programme. Il est possible de combiner parfois sismique réflexion et tomographie (sismique hybride) en « pointant » les premières arrivées des profils sismiques réflexions.

13.2.1.4 Sismique réflexion

C'est la méthode la plus complète et souvent la plus utilisée. Les prospections par sismique réflexion ne connaissent pratiquement pas de limite de profondeur d'investigation, pour autant que l'on adopte une géométrie d'acquisition et une source d'énergie adaptée. La mise en œuvre de cette méthode dépend de la source et de la géométrie utilisées qui détermineront la profondeur d'investigation désirée et la résolution. Contrairement à la sismique réfraction, ce sont plutôt les très faibles profondeurs qui sont délicates à imager.

Le principe de la sismique réflexion consiste à envoyer des ondes en profondeur et de capter, aux moyens de géophones, le retour en surface des ondes réfléchies par les discontinuités lithologiques. Elle traite et sépare toutes les réflexions des différentes couches. Les coupes produites seront des coupes distances / temps, comme la répartition spatiale des vitesses a été déterminée pour redresser les traces, il est possible de convertir la coupe temps en coupe profondeur.

A ce niveau-ci de la modélisation, les logiciels avancés actuels gèrent et traitent des blocs de données acquis en 3D. Elle permet d'avoir une localisation précise des interfaces et de distinguer les failles lors des discontinuités sur les réflecteurs. Après un traitement assez lourd, les images obtenues montrent généralement les différents réflecteurs-interfaces dans une section en profondeur. De plus, les contrastes liés aux paramètres élastiques des roches avoisinantes engendrent souvent un phénomène distinguable de l'amplitude dans les données sismiques. Les formations saturées en gaz sont souvent caractérisées par des densités et des vitesses plus faibles de l'onde P par rapport aux lithologies adjacentes. Les ondes S sont sensibles aux fluides. Ainsi, l'analyse des signaux permet l'observation des mécanismes d'interactions fluide/solide dans les zones où ces fluides migrent par différence de pression. Les systèmes hydrothermaux, comme ceux observés en Wallonie, sont des structures fracturées complexes comportant des matériaux peu consolidés, des fluides et des blocs rocheux. Cette complexité modifie la propagation des ondes en terme de direction et de vitesses de propagation ; cela se traduit par des anomalies dans les temps de trajets et les amplitudes. Cette méthode constitue par conséquent un élément essentiel pour une meilleure compréhension de l'activité hydrothermale. Elle peut être utilisée aussi bien dans la phase d'exploration que pour le suivi d'un champ exploité.

L'analyse des différents paramètres sismiques tels que l'amplitude, la phase, la fréquence, la continuité des réflexions, etc, permet de déterminer les faciès lithologiques, l'impédance acoustique et la porosité. Les changements de paramètres à long terme, en réponse éventuelle à un changement de propriétés physiques du réservoir, liés à l'exploitation à long terme, sont

caractérisées par des changements du comportement des ondes sismiques à leur passage dans le système (variation des vitesses P et S, biréfringence des ondes S).

13.2.1.5 Birefringence des ondes cisailantes

Les ondes S sont sensibles à la structure interne des roches, tels que les variations de géométrie de fractures et de pores dus à des changements de pression, de propriétés des fluides ou des contraintes. Cette anisotropie sismique provoque une séparation en 2 ou plusieurs phases avec différentes vitesses et des phénomènes de polarisation des ondes.

L'analyse de la biréfringence permet de dégager une estimation de la profondeur, de la densité de fracture et leur orientation.

13.2.1.6 Sismique de forage

La sismique de forage nous renseigne sur la variation verticale des vitesses des ondes P et S dans un forage. Les techniques sismiques les plus utilisées dans cette situation sont :

- le up-hole : récepteur en surface et source descendue dans le forage ;
- le down-hole : source en surface et récepteurs dans le forage ;
- le cross-hole : source dans un forage et récepteur dans un autre, à la même profondeur.

Ces techniques permettent d'estimer un profil de la vitesse des ondes (P ou S) de façon précise et continue en profondeur, mais latéralement ponctuelle. Les deux premières (up-hole et down-hole) mesurent la vitesse des ondes se propageant verticalement, le long du forage. Au contraire, les essais cross-hole mesurent les vitesses pour des propagations horizontales. Ces deux mesures de la vitesse des ondes peuvent être différentes dans le cas de sols avec une anisotropie entre les directions verticale et horizontale (ex : dans les argiles).

Des données acquises par ces techniques, on détermine les temps des premières arrivées des ondes P et S qui permet de faire un diagramme temps d'arrivée / profondeurs. Ce document sert ensuite à calculer les modules habituels de Poisson, Young, cisaillement qui permettent de caractériser les différentes lithologies rencontrées.

Cette technique permet de recueillir des données sismiques de résolution meilleure à proximité du puit. Elle permet d'accéder à certains paramètres lithologiques parmi lesquels les plus couramment recherchés sont l'impédance acoustique, le rapport V_p/V_s qui fournit le coefficient de Poisson, et l'atténuation. Ces paramètres permettent de mettre en évidence l'identification des zones à forte perméabilité ou des zones fracturées. Le coefficient de Poisson permet de repérer selon la valeur obtenue, si le milieu est isotrope ou anisotrope, si les formations sont consolidées ou peu consolidées et s'il y a imprégnation de gaz ou fluide. Les gaz étant plus compressibles que les liquides, la vitesse d'une onde P dans une roche saturée en gaz est généralement nettement plus faible qu'elle ne le serait si la roche était saturée en eau. La relation temps-profondeur ainsi obtenue liant P et S constitue un moyen d'identification des informations lithologiques qui est cependant meilleure que la sismique de surface.

13.2.2 Résumé

Les différentes méthodes sismiques décrites ci-dessus permettent de mieux appréhender le comportement et la propagation des ondes selon les milieux qu'elles traversent. Ainsi, il en ressort que les différents paramètres géologiques (liste non-exhaustive) modifient particulièrement la propagation des ondes :

- la saturation en fluide ou gaz ;
- fracturation (orientation, profondeur, densité, ...) ;
- information sur la lithologie (anisotropie, présence argile, porosité, densité, ...) ;
- compacité des formations superficielles (effets de site).

Il faudra donc les prendre en compte lors de la modélisation.

Il existe également d'autres méthodes pour déterminer la nature et la structure du sous-sol : électrique, magnétique, gravimétrique, etc. Cependant, la mise en évidence de ces paramètres géologiques par l'analyse des méthodes sismiques actives et passives permet également de dégager les propriétés physiques à intégrer dans la modélisation de l'évaluation de l'aléa sismique. En effet, il s'agit de modéliser la propagation des ondes sismiques à partir d'un point X en profondeur pour en prédire les amplitudes et les accélérations enregistrées en surface, donc méthode à l'inverse des méthodes sismiques actives de prospection et de monitoring (Figure 15).

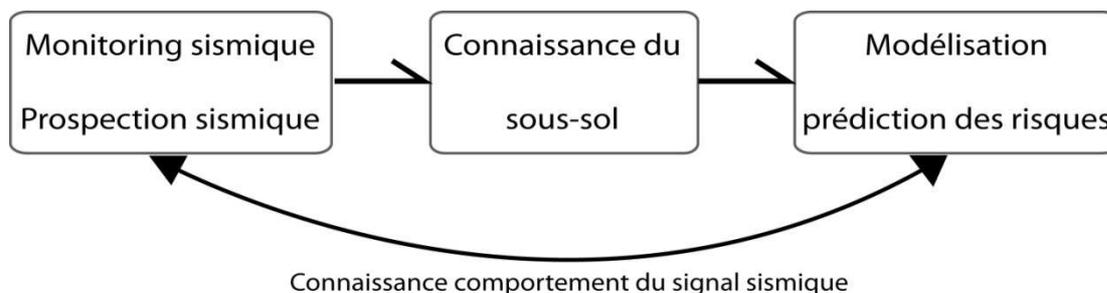


Figure 15: Concept de l'utilisation des méthodes de prospection sismique pour la modélisation de la propagation des ondes sismiques dans le cadre des projets de géothermie.

13.2.3 Les logiciels d'interprétation et de modélisation : monitoring et prospection

Ces techniques de modélisation 2D / 3D sont basées sur le monitoring et l'interprétation du comportement des ondes sismiques S et P face aux structures géologiques. La compréhension des différences de comportement de ces ondes est un stade important pour la caractérisation du réservoir géothermique, de la fracturation géologique et de l'optimisation de la prospection. La plupart des logiciels commerciaux existants pour étudier les ondes sismiques se situent à ce niveau de caractérisation.

Voici une liste de logiciels les plus importants employés dans la prospection pétrolière, gazière, minière et géothermale :

Tableau 12 : Liste des logiciels employés dans la prospection pétrolière, gazière, minière et géothermale

Magnitude France (BakerHughes-	Geo,	http://www.magnitude-geo.com/accueil.php
-----------------------------------	------	---

CGGV)	
MicroSeismic Inc, Houston	http://www.microseismic.com/ http://www.transforms.com/index.php/upcoming-events/5-events/86-microseismic-licenses-transforms-terrasuite-software.html
Pinnacle, Houston (Halliburton service)	http://www.pinntech.com/Index.html
ASC	http://www.seismology.org/
Semore Seismic	http://www.seismics.net/
Altcom	http://www.altcom.co.uk/285/consultancy-31/microseismic-151/microseismics-301.html
ESG Solutions	https://www.esgsolutions.com/english/view.asp?x=1
Norsar	http://www.norsar.no/c-66-Microseismic-Monitoring.aspx
Schlumberger	http://www.slb.com/services/stimulation/hydraulic_fracture_monitoring.aspx
BRGM	Seismotool
Logiciel libre - Geopsy project	www.geopsy.org

Ces techniques de modélisation sont très importants car c'est de leur développement et des informations qu'elles dégagent que des modélisations de simulations de risques sismiques par rapport à l'implantation d'un projet EGS vont découler. Tous les paramètres déduits des modélisations avant et pendant l'implantation doivent être introduits dans les modélisations de simulations des risques pour obtenir un résultat des plus précis.

13.3 MODÉLISATION DES RISQUES MICROSISMQUES

13.3.1 Les méthodes de modélisation

Les méthodes de simulation numérique en sismique ont pour but de décrire, d'expliquer ou de prédire le comportement d'une onde face aux structures naturelles ou artificielles sur la base de lois physiques qui relient les variations des paramètres géologiques et aux déplacements.

Dans le domaine de la modélisation sismique, un certain nombre de méthodes de modélisation ont été rencontrées dans la littérature : tracé de rais, différences finies, éléments finis, « spectral element » et éléments discrets. Les trois principales méthodes utilisées restent cependant par différences finies, par éléments finis et par éléments discrets.

Les méthodes citées ci-dessus permettent de résoudre, d'une manière simplifiée, des problèmes physiques de propagation des ondes par rapport à une source d'excitation, sur la base de lois physiques. Les codes de calculs numériques s'appuient généralement sur l'utilisation de modèles discrets en espace et en temps, obtenus en discrétisant les équations aux dérivées partielles décrivant le phénomène naturel étudié. Le maillage est fréquemment utilisé pour représenter la géométrie du domaine à étudier et permet de représenter, selon la méthode choisie, un milieu continu (méthode des éléments discrets) ou discontinu (méthode des différences finies et éléments finis) sous forme spatiale idéalisée par un nombre fini de points et de subdivisions élémentaires. L'espacement entre les nœuds du maillage de la discrétisation spatiale (division du modèle complexe en un certain nombre d'éléments plus petits) dans le cas des calculs sismiques doit être conditionné par les valeurs de vitesse de propagation des ondes, ainsi que par le contenu fréquentiel attendu ou possible pour le signal sismique lui-même. Ainsi, cela permet de garantir que les erreurs de calcul restent suffisamment faibles pour ne pas altérer le résultat final, que l'on peut vérifier par des cas connus avec des données de sismicité historique régionale.

Un certain nombre de difficultés se posent au niveau de la mise en œuvre des outils de simulation du fait de la complexité des phénomènes naturels étudiés et du caractère souvent non linéaire de la propagation des ondes. Ainsi, ces méthodes ne prennent en compte souvent qu'un ou deux paramètres géologiques, souvent simplifiés, ce qui ne représente pas la réalité terrain. De plus, elles doivent être adaptables aux modifications du milieu qui peuvent être impliqués lors de la fracturation hydraulique, et de la phase de production (variation de la quantité et du taux d'injection d'eau). Elles sont donc très approximatives quant à la simulation de la propagation des ondes sismiques induites par la mise en place d'un projet EGS, la prédiction de la magnitude des microséismes et donc la prédiction des risques.

13.3.2 Les logiciels commerciaux

En ce qui concerne la simulation des risques sismiques induits par l'EGS, l'injection et le retrait des fluides, il a été constaté que très peu de logiciels commerciaux de prédictions existaient.

Le peu de logiciels existants sont basés sur des modèles très simplistes ne reprenant souvent que très peu de paramètres géologiques (souvent que la lithologie du sous-sol) et très peu incluent les effets de site. Ces logiciels se basent sur l'étude de la distribution statistique des tremblements de terre dans l'espace et le temps qui sont susceptibles de contribuer aux prédictions des événements

futurs. La modélisation tente de comprendre à partir de l'analyse des catalogues tremblement de terre, quels sont les paramètres qui caractérisent au mieux les différents aspects de l'activité sismique (fréquences de distribution des magnitudes, répliques, etc) et d'en déduire leur récurrence. Parmi les résultats de ces logiciels, on trouve des cartes prédictives de tremblements de terre qui sont des prévisions à court terme quant à la probabilité des tremblements de terre dans un proche avenir. Certains logiciels permettent d'inclure dans les paramètres de prédiction des risques, les types de construction présents dans la zone affectée pour simuler les pertes lors l'un évènement sismique.

Les logiciels rencontrés lors de la recherche bibliographiques :

Tableau 13 : Logiciels commerciaux

Xtreme Loss Solution	http://www.xtremeloss.co.za/earthquake.htm
NISEE – PEER Center (University of California, Berkeley)	http://nisee.berkeley.edu/elibrary/Software/EQRISKZIP

13.3.3 Les logiciels « inhouse »

L'analyse de la bibliographie fait donc ressortir un manque de logiciels commerciaux quant à la simulation des risques et que ceux-ci sont plutôt orientés prédiction des pertes pour les « assurances », plutôt que prédiction des risques proche de la réalité du terrain (emprise en surface, magnitude, ...). Cependant, il apparait que la simulation est encore en phase de développement au sein des institutions de recherche (développement de logiciel inhouse). Les résultats de ces recherches sont des simulations basées sur une série d'équations codée en langage Fortran, Matlab, ..., sans réelle interface. Le code développé n'est souvent pas à disposition, cependant les méthodes de modélisation utilisées y sont mentionnées et sont décrites dans le paragraphe 13.2.

De nombreux programmes de recherches sont en cours aux niveaux national et européen pour développer des outils de simulations performants pour la prédiction des risques. Ainsi, une prise de contact a été effectuée dans le cadre du présent projet, dont la liste est reprise ci-dessous. Les thématiques de recherche pour les projets européens ont été décrits et met en avant les manques au niveau de la prédiction des risques.

13.3.4 Les institutions et groupe de recherche contactés

- GEISIR (Geothermal Engineering Integrating Mitigation of Induced Seismicity in Reservoirs)
 - Inventaire de données (site de Soultz et de Bouillante);
 - Analyse de la microsismicité induite;
 - Compréhension des mécanismes géomécaniques;
 - Evaluation du risque sismique;
 - Proposition de stratégies;
 - Dissémination.

- THETAIS (Teamwork for Hazard Estimation for Triggered and Induced Seismicity)
 - Etude d'interactions d'évènements sismiques induits et provoqués;
 - Développement de description probabiliste de génération d'évènements sismiques;
 - Développement de méthodes d'estimation de risques sismiques et de prédiction;

- Etude des propriétés des sources sismiques, mécanismes aux sources et localisation de sources;
 - Etude des signaux précurseurs de la déformation;
 - Monitoring de la sismicité induite.
-
- Fachrichtung Geophysik, Freie Universität Berlin
 - Institute of Geophysics, Academy of Sciences of the Czech Republic
 - Institut Français du pétrole et Beicip-Franlab (International Oil and gaz consulting and software solution provider)
 - BRGM (Bureau de Recherche Géologique et minière)

13.4 CONCLUSIONS

L'évaluation de la sismicité induite et des risques qu'elle peut induire peut être réalisée selon plusieurs axes, soit une approche empirique spécifique pour un site particulier, soit une approche basée sur des statistiques d'évènements sismiques ou soit sur base de modèles numériques. Cette dernière méthode offre l'avantage d'une évaluation quantitative et une meilleure compréhension des mécanismes à la base de la sismicité enregistrée pour une région donnée. Cependant les modèles doivent pouvoir s'appuyer sur des données précises notamment des vitesses sismiques dans les différents terrains géologiques et sur une imagerie du sous-sol la plus précise possible. Ce chapitre a détaillé les méthodes sismiques permettant de déterminer ces paramètres et la structure du sous-sol qui doivent servir de base aux modélisations. De plus, les autres paramètres géologiques (anisotropie, saturation en fluides, ...) pouvant influencés le comportement des ondes sismiques ont été également présentés.

Une revue des logiciels actuellement disponibles a été réalisée et il ressort que peu d'applications sont actuellement disponibles pouvant servir spécifiquement à la modélisation de la sismicité induite par les projets de géothermie profonde. Les modèles numériques disponibles sont souvent trop simples pour une application systématique. Il existe cependant différentes initiatives comme le projet GEISER et THETIAS qui visent à développer ces outils. Nous conseillons donc un suivi de ces projets importants par les experts qui seront amenés à conduire l'analyse séismologique des futurs projets de géothermie profonde en Wallonie.

14 TÂCHE 2.4 : POINT DE VUE DES ASSURANCES

14.1 INTRODUCTION

L'étude d'incidence de la sismicité sur l'habitat et les infrastructures locales et régionales est un pré-requis à la mise en place d'un système d'assurance cohérent. Celui-ci sera valable pour une région donnée et se base sur un inventaire précis des bâtiments, de leur vulnérabilité et sur une évaluation probabiliste du risque sismique.

La méthode classique utilisée dans le cadre d'évaluation des pertes financières associées au risque sismique naturel (e.g. Davies & Kijko, 2003) peut être adaptée aux risques liés aux projets de géothermie profonde en ajoutant l'incrément de risque dû à la sismicité induite et déclenchée. Une méthodologie prenant en compte de telles adaptations a en outre été appliquée au site de Bâle (Baisch et al., (3) 2009). Les différentes de celle-ci sont présentées de façon synthétiques dans ce chapitre.

14.2 EVALUATION DU RISQUE FINANCIER

14.2.1 Etat du site et de la région « pré-exploitation » et minimisation du risque

Il est évident que l'état initial de la région (avant que l'exploitation ne débute) doit impérativement être défini en se basant sur la cartographie des différentes utilisations de la sub-surface passées et présentes.

Cet élément est crucial afin de réduire le risque lié à:

- 1- des dégâts déjà existants comme par exemple ceux induits par l'héritage minier ou des problèmes d'infiltration d'eau;
- 2- une mauvaise publicité pour un projet géothermique qui ne serait en fait pas responsable des dégâts.

De plus, dans l'éventualité qu'un séisme se produise, il faut être apte à prouver que l'exploitant a tout fait pour éviter ce phénomène, en contrôlant par exemple le régime de contraintes local (en se basant sur des études de la mécanique des roches) ainsi que la pression et le débit du système (en jouant sur le design du puits). L'approche pas à pas décrite dans la tâche 2.2 donne une méthodologie claire permettant de minimiser le risque de sismicité induite et reste donc celle préconisée dans le cas d'installations géothermiques.

14.2.2 Méthodologie générale

L'un des points clé de l'estimation des pertes financières est la réalisation d'une analyse probabiliste de l'aléa sismique. Cette analyse devra être accompli par des experts. Cependant, le but de cette partie n'est pas d'expliquer la manière de réaliser une PSHA mais de décrire la méthodologie globale des compagnies d'assurance privée pour obtenir une estimation des pertes financières une fois la

PSHA effectuée. Le lecteur peut se référer à la tâche 2.2 pour avoir une notion des données nécessaires à la réalisation de cette PSHA.

En plus de la PSHA, afin de réaliser une étude d'incidence réaliste, un inventaire détaillé des bâtiments potentiellement affectés par la sismicité induite doit être effectué. Ces bâtiments se trouvent dans le rayon d'influence du site géothermique (défini en se basant sur les résultats de la PSHA).

Les étapes pour réaliser l'estimation des pertes financières sont simples et reproductibles pour différents sites géothermiques, cependant il est clair que les données dépendent de la localisation du projet. Dans un premier temps, il est nécessaire de collecter les informations sur les types de bâtiments, leur nombre, les unités résidentielles et de faire un choix concernant les courbes de vulnérabilité (sélection du modèle utilisé). Ensuite, il faut attribuer une courbe de vulnérabilité à chaque bâtiment dans la zone d'étude à partir du système de classification de l'inventaire des bâtiments. Enfin, il faut définir la fonction de coût en se basant sur les publications de compagnies d'assurances.

En résumé, les coûts financiers sont estimés à partir des paramètres suivants :

- l'inventaire des bâtiments dans le rayon d'influence du site
- le nombre de bâtiments appartenant à chaque catégorie de vulnérabilité
- l'input sismologique couplé aux courbes de vulnérabilité définies
- la fonction de coût

Dans les paragraphes qui suivent les étapes du calcul de l'évaluation des pertes financières (Baisch et al., (3) 2009) sont détaillées.

14.2.3 Evaluation de la vulnérabilité

Il existe plusieurs méthodes proposées pour calculer la vulnérabilité. Parmi les méthodes existantes, l'échelle macroscopique européenne de 1998 ou celle proposée dans RISK-EU (Milutinovic & Trendafiloski, 2003) peuvent être citées. Mais dans divers études concernant la Wallonie il semble que la vulnérabilité soit estimée en se basant sur les données recueillies en Italie et adaptées ensuite au cas de l'habitat belge.

Indépendamment de la méthode choisie, il résulte que pour chaque typologie de bâtiments un indice de vulnérabilité peut être produit (V_i). Cet indice est un paramètre continu qui quantifie la disposition d'un bâtiment (ou d'un groupe de bâtiments) à être endommagé(s) sous l'effet d'un mouvement du sol donné. Les valeurs originales de V_i tirées de l'approche européenne Risk-Eu peuvent être calibrées et ajustées pour prendre en compte les spécificités locales.

Par exemple, afin d'augmenter la précision des facteurs de vulnérabilité prenant en compte des paramètres additionnels peuvent être pris en compte. Le tableau suivant donne un exemple de ceux pris en compte pour l'étude de Bâle présentée dans le rapport Serianex (Baisch et al., (3) 2009):

Tableau 14 : Facteurs de vulnérabilité, paramètres et leurs valeurs

Facteurs de vulnérabilité	Paramètres	Valeurs
nombre d'étages	<ul style="list-style-type: none"> • bas (1-2) • moyen(3,4 ou 5) • haut (6 et plus) 	<ul style="list-style-type: none"> • -0.02 • +0.02 • +0.06
historique du bâtiment	transformation, démolition	+0.04
hauteur du bâtiment comparée à celle de l'aggrégat	<ul style="list-style-type: none"> • bâtiments de différentes hauteurs • étages décalés 	<ul style="list-style-type: none"> • +0.04 • +0.02
âge du bâtiment	<1919 (CH) ou 1949 (FR)	+0.02

L'indice de vulnérabilité totale est alors décrit par la somme de l'indice de vulnérabilité original et des facteurs additionnels.

A chaque indice de vulnérabilité correspond une courbe de vulnérabilité. Cette courbe relie un paramètre physique décrivant l'événement sismique (l'intensité macrosismique par exemple) à un degré de dommage moyen qui permet dans un deuxième temps d'estimer la distribution de dommage pouvant affecter un groupe de bâtiments.

Il faut noter que les courbes de vulnérabilité ne sont, dans la plupart des cas, pas précises pour les faibles intensités (intensité<IV) car elle sont extrapolées pour ces intensités. Elles peuvent cependant être adaptées en se basant sur les dégâts observés pour les séismes de faibles intensités. Par exemple pour Bâle, en utilisant les courbes « classiques » les dégâts étaient surestimés, les courbes ont donc été modifiées en prenant en compte les dégâts observés après le séisme de 2006. Une étape de calibration est donc essentielle dans certains cas afin de ne pas sur/sous-estimer les dommages.

Les courbes de vulnérabilité corrélient l'aléa en terme d'intensité macroscopique (I) et les dommages, exprimé en terme de degré de dommage moyen (μ_D). L'estimation de la probabilité qu'un ensemble de bâtiments atteigne un degré de dommage donné pour une intensité donnée passe par le calcul de ce degré de dommage moyen. Il est calculé, à partir de l'indice de vulnérabilité (V_i) et de l'intensité sismique (I), selon:

$$\mu_D = \frac{5}{2} \cdot \left[1 + \tanh\left(\frac{I + 6.25 \cdot V_i - 13.1}{2.3}\right) \right]$$

Cette équation définit la courbe de vulnérabilité.

Ces courbes relient l'agression sismique, exprimée en terme d'intensité macrosismique, à un degré de dommage moyen μ_D , qui permet de définir la distribution des probabilités correspondant aux différents degrés de dommage.

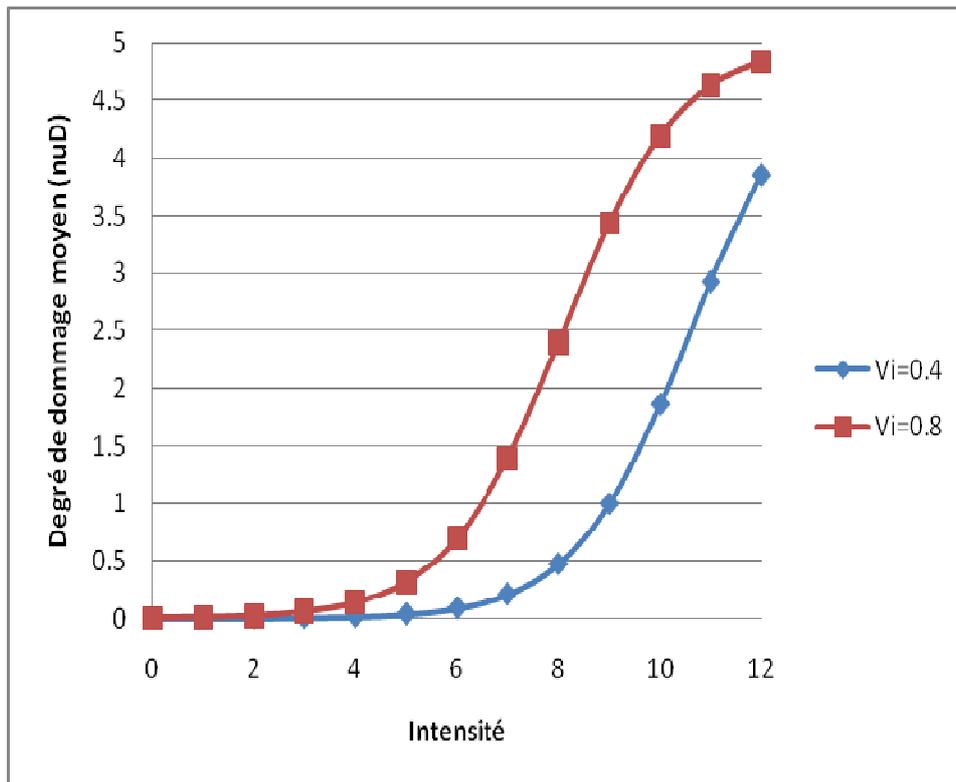


Figure 16 : Courbe de vulnérabilité

14.2.3.1 Degrés de dommage

Les degrés de dommage quant à eux qualifient l'état des structures après le séisme. L'échelle macrosismique européenne (EMS-98), décrit le ratio de dommage moyen (MDR) de façon discrète à travers des degrés D_k ($D_k ; k=0,1,2,3,4,5$) qui représentent un dommage apparent qui peut être observé en cas de tremblement de terre. Ces degrés sont détaillés dans le Tableau 15.

Tableau 15 : Classification des degrés de dommage dans l'échelle EMS-98

Degrés (D_k)	Niveau de dommage	Description
D0	Aucun	Aucun dommage
D1	Léger Dégâts	négligeables à légers
D2	Modéré	Dégâts structuraux légers, modérés aux éléments non-structuraux
D3	Sensible à important	Dégâts structuraux modérés, importants aux éléments non-structuraux
D4	Très élevé	Dégâts structuraux importants, très importants aux éléments non-structuraux
D5	Destruction	Dégâts structuraux très important, effondrements

14.2.3.2 Distribution de dommage:

L'analyse des données de dommages causés par des séismes dans le passé montre qu'il n'y pas un degré de dommage unique attribuable à une classe de bâtiment. En effet, pour des bâtiments ayant un même indice de vulnérabilité (V_i), affectés par la même action sismique (même intensité), on observe que les dommages sont en réalité caractérisés par une distribution de degrés de dommage. La distribution des probabilités correspondant aux différents degrés de dommage se fait par l'intermédiaire d'une loi de probabilité dont les paramètres ont été calés d'après des observations de terrain après différents séismes, en Italie et en Grèce, principalement.

La distribution de probabilité de degrés de dommages pour une intensité donnée est appelée distribution du degré de dommage (DGD) et est calculée en utilisant :

$$p_k = \frac{5!}{k!(5-k)!} \left(\frac{\mu_D}{5}\right)^k \left(1 - \frac{\mu_D}{5}\right)^{5-k} \quad 0 \leq \mu_D \leq 5 \text{ et } k = 1,2,3,4,5$$

Pour chaque degré de dommage (D_k) elle dépend d'un unique paramètre : le degré de dommage moyen (μ_D). La Figure 17 montre la distribution de degré de dommage pour des valeurs de μ_D égales à 0.5, 2.5 et 4. On observe ainsi que pour un degré de dommage moyen, $\mu_D = 2.5$, la probabilité d'avoir des degrés de dommage D2 et D3 est égale à 31 % et que celle d'observer d'autres degrés de dommage est de 38 %.

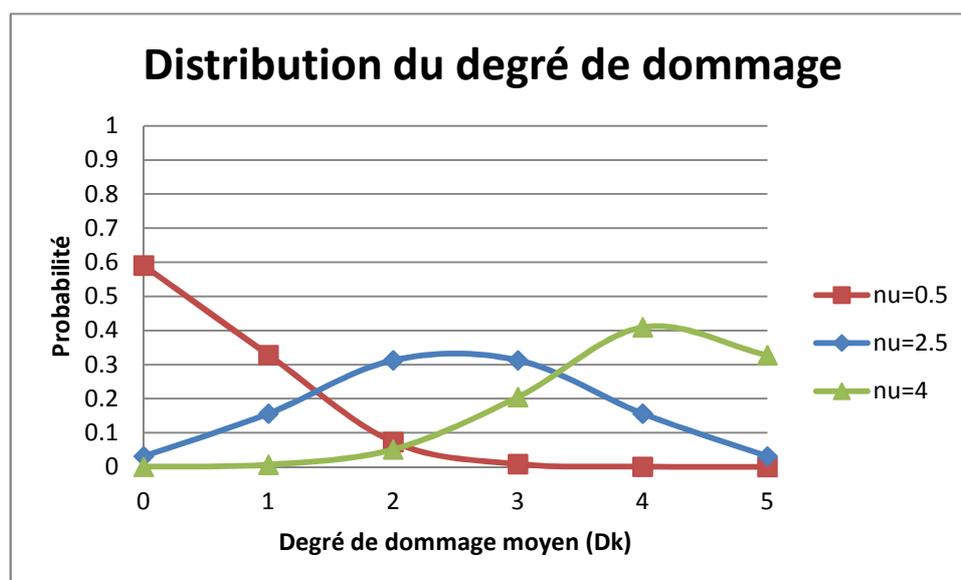


Figure 17 : Distribution de degré de dommage

14.2.3.3 Courbes de degré de dommage

Les courbes de vulnérabilité et les distributions de degré de dommage sont combinées pour fournir des courbes de degré de dommage. Pour un indice de vulnérabilité donné elles fournissent la probabilité d'occurrence des degrés de dommage en fonction de l'intensité macrosismique.

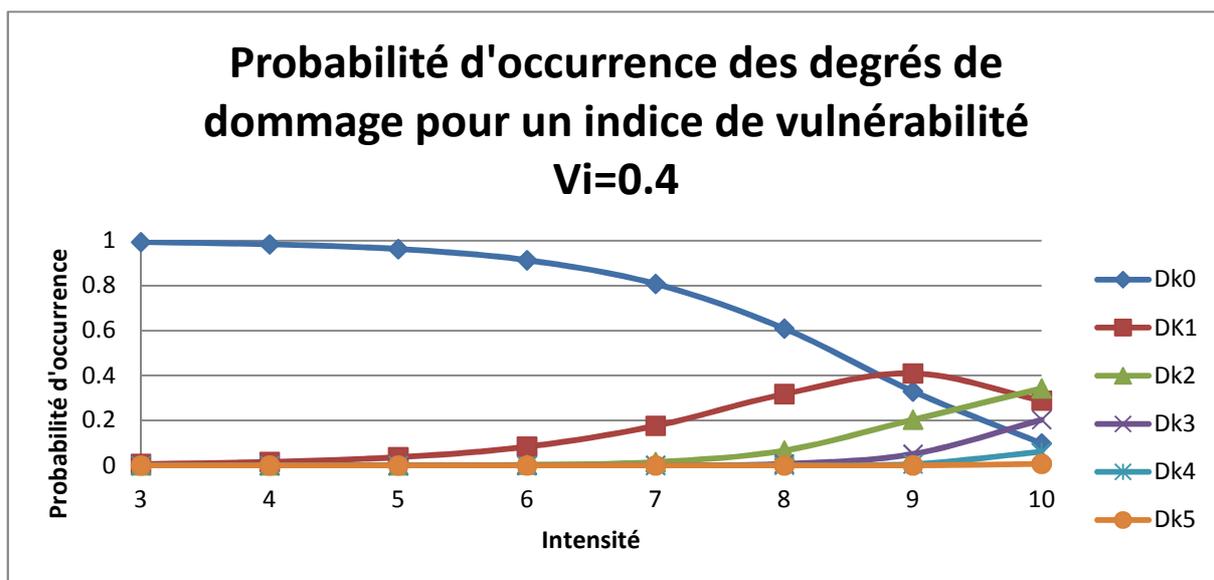


Figure 18 : Courbe de degré de dommage

Ces courbes reflètent le fait que pour un indice de vulnérabilité donné, par exemple $V_i=0.4$, pour des intensités faibles ($I < IV$), il y a presque 100 % de chances de ne pas observer de dommages, ce qui équivaut à un degré Dk0. En revanche pour de fortes intensités, il y aura une distribution de degrés de dommages avec une prévalence des degrés Dk1 et Dk2.

14.2.3.4 Procédure de calcul de probabilité du risque

Les compagnies d'assurances peuvent ensuite réaliser une évaluation probabiliste du risque en convoluant la courbe d'aléa sismique avec celle du degré de dommage.

Ainsi, la probabilité d'observer un dommage Dx est la suivante=

$$\sum_{\text{intensité}=3}^{10} (\text{probabilité d'occurrence d'intensité } I) \times (\text{probabilité d'observer le degré de dommages } D_x \text{ pour l'intensité } I)$$

Avec :

- la probabilité d'occurrence d'intensité I est dérivée des courbes d'aléa (PSHA)
- la probabilité d'observer le degré de dommages Dx pour l'intensité I est dérivé des courbes de degré de dommage

En considérant des courbes d'aléa et de vulnérabilité données, la probabilité d'observer un degré de dommage est la somme, pour toutes les intensités, du produit de la probabilité d'occurrence de l'intensité par la probabilité d'occurrence de degré de dommage pour chaque intensité. On obtient ainsi la distribution globale de probabilité de degré de dommage (GDGD).

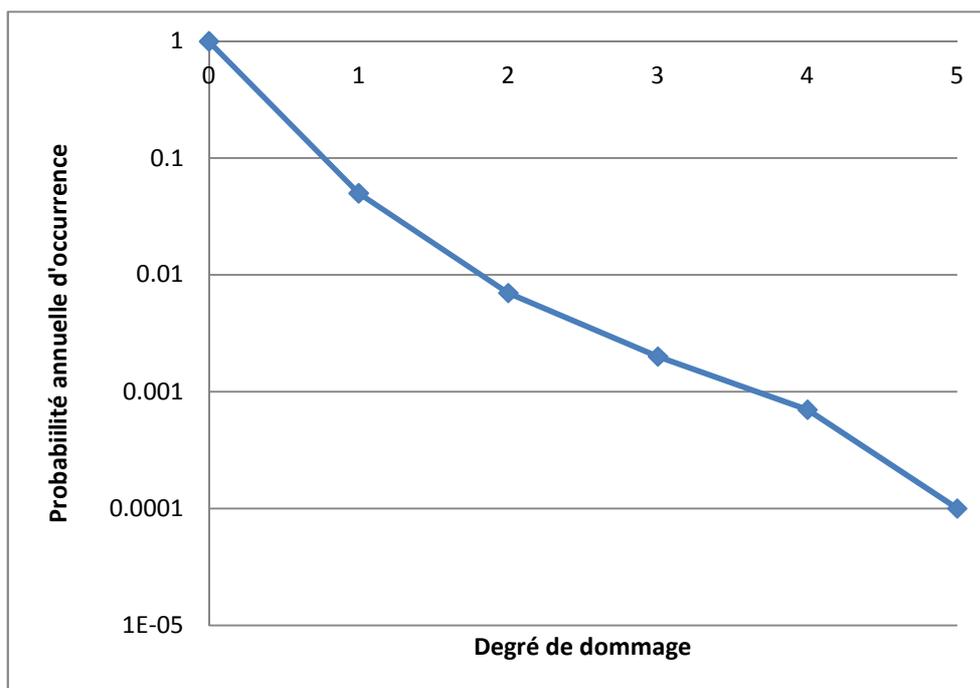


Figure 19 : Exemple de distribution globale de probabilité de degré de dommage (GDGD), pour un bâtiment hautement vulnérable, en considérant les probabilités d'occurrences de toutes les intensités (valeurs fictives).

14.2.4 Pertes financières

Le facteur déterminant pour les assureurs n'est pas le comportement structurel des bâtiments mais bien le coût des dégâts causés par les séismes. Les compagnies d'assurances utilisent les méthodes statistiques décrites précédemment pour estimer les pertes financières dues à des séismes et notamment les courbes donnant le rapport entre les coûts de réparation et un coût de référence (ici la valeur assurée) en fonction de l'intensité macroscopique. Ce rapport entre coûts de réparation et coûts de références est dénommé ratio de dommage moyen (MDR), il est associé au degré de dommage (Dk) et permet une mesure des dommages en termes économiques.

Différentes corrélations (fonctions de coûts) ont été proposées pour décrire la relation entre les degrés de dommage Dk et le ratio de dommage moyen (MDR) (voir Risk_UE, Cochrane & Shaad (1992)). Les valeurs définies dans le projet Risk_UE sont présentées dans le Tableau 16 à titre d'exemple. Les diverses corrélations se basent sur l'interprétation de données de coûts de réparation et de reconstruction de structures endommagées après des séismes significatifs. En toute logique, chaque typologie de structures devrait être représentée par une fonction de coûts indépendantes. Cependant l'estimation des coûts est hautement imprécise et les assureurs ont parfois recours à l'utilisation d'une fonction moyenne unique. Une corrélation des courbes à partir de données locales se basant sur les remboursement après des tremblements de terre de faibles intensités est recommandée afin d'augmenter la précision de l'estimation des coûts. Cela nécessite des jugements réalisés par des experts.

Tableau 16 : Valeurs du ratio de dommage moyen (MDR) en fonction du degré de dommage définie par la fonction de coûts du projet Risk_UE

	Degré de dommage (Dk)					
	0	1	2	3	4	5
Ratio de dommage moyen	0 %	1 %	10 %	35 %	75 %	100 %

A titre d'exemples (Figure 20), pour des degrés de dommage moyen D2 et D5, le ratio de dommage moyen (MDR) est de 10 % et 100 % respectivement. Ceci équivaut à considérer que les coûts de réparation sont égaux à 10 % et 100% de la valeur assurée.

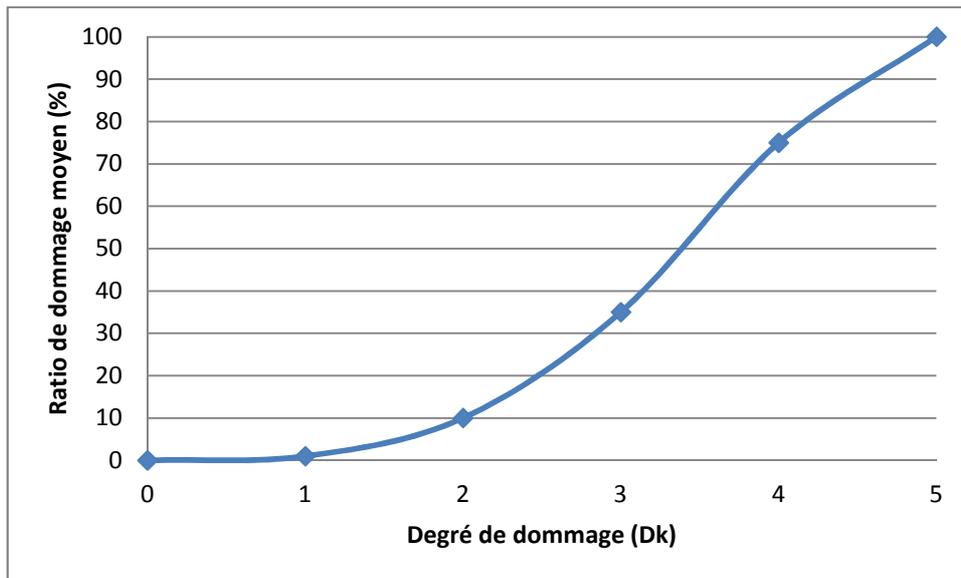


Figure 20 : Taux de dommage moyen (MDR) en fonction du degré de dommage (Dk).

Une fois les fonctions de coûts établies, le travail consiste à trier les bâtiments en classes en fonction de leur nombre et de leur valeur assurée. On peut ainsi obtenir la valeur totale assurée des bâtiments dans la région étudiée et réaliser l'estimation des coûts.

14.2.5 Estimation des coûts

14.2.5.1 Courbes F/N pour un bâtiment donné

La courbe F/N décrit pour un aléa donné, la probabilité de dépasser (ou la fréquence annuelle de dépassement) des pertes financières. Dans le cas d'un bâtiment unique décrit par sa distribution de degré de dommage globale (GDGD) et en utilisant la fonction de coût des dommages, une courbe F/N peut être obtenue (Figure 21).

F/N courbe= distribution de degré de dommage globale * fonction de coût

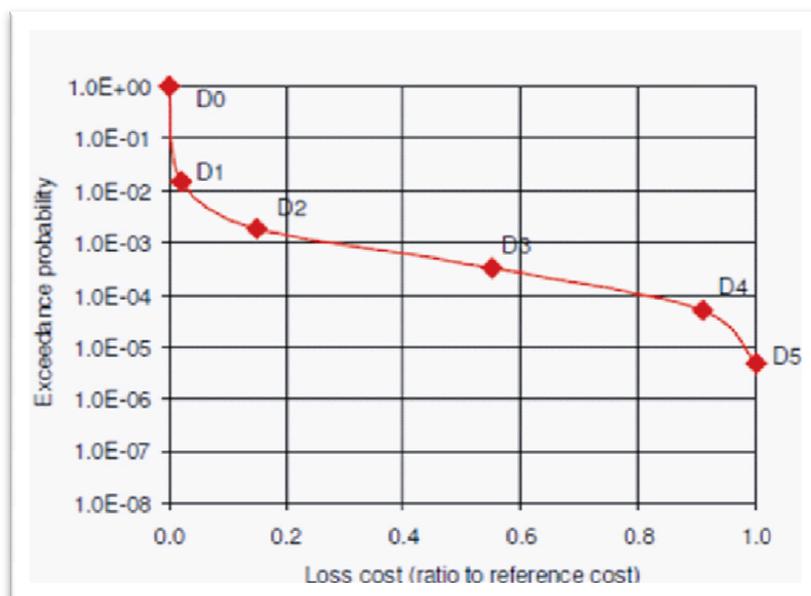


Figure 21 : Exemple de courbe F/N pour un bâtiment unique. En abscisses le coût associé à chaque degré de dommages et en ordonnées la probabilité de dépassement des coûts, pendant une période de référence (Baisch et al., 2009).

14.2.5.2 Application

L'approche peut être appliquée à un projet donné, en considérant les informations disponibles et la caractérisation de l'environnement de construction de la région étudiée.

Pour chaque bâtiment appartenant à une zone et à une typologie, le risque est calculé en convoluant la courbe d'aléa et la courbe de dommage définie pour un indice de vulnérabilité donné. Le résultat des calculs donne la distribution globale de degré de dommages (GDGD) qui est la probabilité d'observer chaque degré de dommages pour chaque bâtiment.

distribution globale de degré de dommages (GDGD)						
Bâtiment	p(D0)	p(D1)	p(D2)	p (D3)	p(D4)	d(D5)
1	p10	p11	p12	p13	p14	p15
2	p20	p21	p22	p23	p24	p25

Afin d'obtenir le résultat à l'échelle d'une région il faut ensuite combiner les distributions de probabilité de tous les bâtiments. Pour n bâtiments, chacun ayant sa propre GDGD pour chacun des six degrés de dommage (D0 à D5). Il existe alors 6^n combinaisons possibles entre les degrés de dommages des bâtiments et leur probabilités et coûts associés. Un tel calcul est inconcevable à l'échelle d'une ville ou d'une région. Néanmoins, une simplification peut être introduite en moyennant la distribution globale de degré de dommages pour tous les bâtiments dans une région donnée, on obtient ainsi une distribution moyenne globale de degré de dommages (MGDGD) qui représente la distribution globale de degré de dommage la plus probable. La valeur la plus probable représente la moyenne des valeurs pondérées par leur probabilité.

Pour l'application, les GDGD sont calculées pour chaque bâtiment et sont moyennées en considérant tous les bâtiments appartenant à une même zone pour obtenir la MGDGD de la zone.

Bâtiment	p(D0)	p(D1)	p(D2)	p (D3)	p(D4)	d(D5)
Moy zone 1						

14.2.5.2.1 Le nombre de bâtiments affecté le plus probable

Les pertes peuvent être quantifiées en terme de nombre de bâtiments affecté le plus probable par chaque degré de dommages (MPABN(Dx)).

Cette quantité représente le produit du nombre total de bâtiment d'une zone donnée par la probabilité d'observer un degré de dommage dans la zone (MGDGD(Dx)).

$MPABN(Dx) = \text{nombre de bâtiments} \times MGDGD(Dx)$

Le nombre de bâtiments affecté le plus probable correspond à la somme des MPABN(Dx) pour les degrés D0 à D5. Les valeurs sont calculés pour chaque zone puis pour la région total étudiée.

14.2.5.2.2 Perte de valeur assurée la plus probable (MPIVL)

La dernière étape consiste à calculer les pertes financières. Ces dernières sont quantifiées par la perte de valeur assurée la plus probable (MPIVL) pour chaque degré de dommage. Cela représente le nombre de bâtiments affecté le plus probable par chaque degré de dommages (MPABN(Dx)) multiplie par le coût du degré de dommage de ces bâtiments (MDR(Dx)) par la valeur assurée du bâtiment (IVb).

$MPIVL(Dx) = MPABN(Dx) \times MDR(Dx) \times IVb$

$MPIVL = \text{somme des } MPIVL(Dx) \text{ pour tous les degrés de dommages.}$

En suivant toutes ces étapes il est alors possibles de déterminer la perte de valeur assurée la plus probable sur laquelle les assureurs peuvent se baser pour calculer la prime d'assurance.

14.3 RÉSUMÉ DE LA MÉTHODOLOGIE

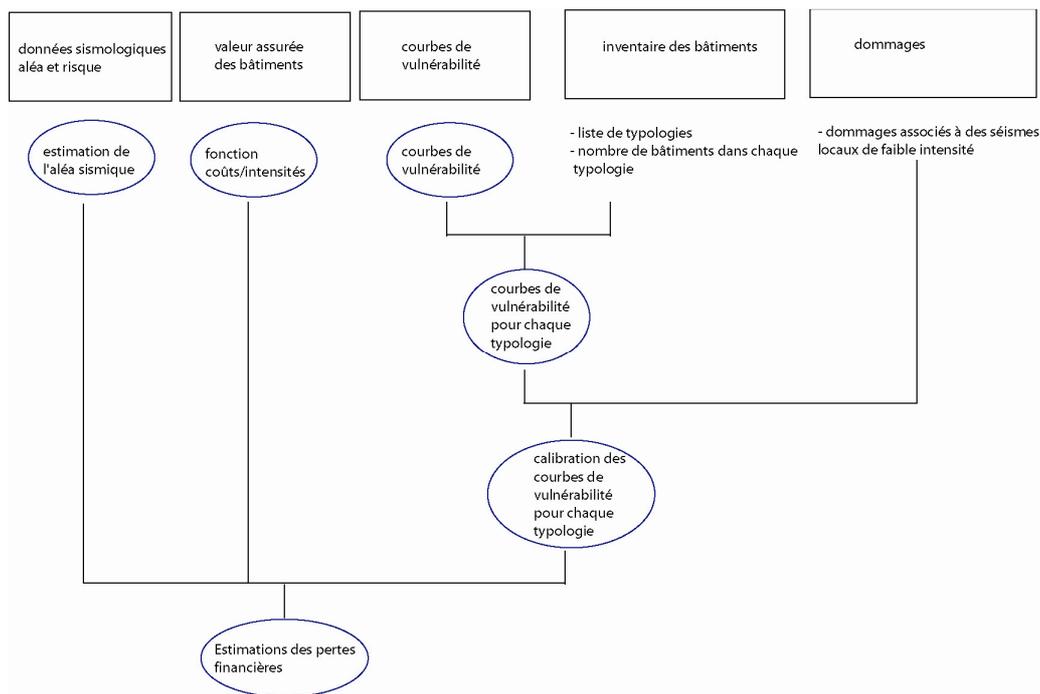


Figure 22 : Résumé de la méthodologie

14.3.1 Exemple de Bâle :

L'évaluation probabiliste de l'aléa sismique (PSHA) a été réalisée pour le cas du site de Bâle (Baisch et al., (1), (2) et (3) 2009) pendant les différentes phases du projet géothermique.

Pendant la stimulation, le modèle sismotectonique est le même que celui de la période normale sauf qu'il prend en plus en compte la source sismique associée au réservoir géothermique qui est caractérisée par la sismicité induite par la stimulation .

Pendant la période de circulation, l'aléa est calculé en faisant l'hypothèse d'une durée de vie de 30 ans pour le système. Le modèle sismotectonique est le même que celui de la période normale sauf qu'il prend en plus en compte le modèle de failles régionales de proximité afin de prendre en compte les effets de la sismicité déclenchée. Ceci entraîne une modification des périodes de retour associées aux magnitudes caractéristiques. De plus la PSHA prend en compte la source sismique associée au réservoir géothermique et à la sismicité induite pendant l'opération du champ.

Les résultats majeurs sont résumés dans les paragraphes suivants. Ils peuvent être traduits en terme de pertes financières en suivant les étapes décrites précédemment.

14.3.1.1 Période normale

Le calcul de la PSHA est réalisé pendant la période normale, c'est-à-dire celle pour laquelle il n'y a pas d'activité géothermique. Il permet d'obtenir les intensités pour diverses périodes de retour. Des cartes d'aléa sismiques peuvent ensuite être obtenues.

14.3.1.2 Résultat pendant la période de stimulation

Il n'y a pas de différence entre l'aléa de la période normale et la période de stimulation si l'intensité $I > 6.5$.

Comparée à la période normale, la probabilité de dépassement d'intensité 5 est multipliée par 50 au niveau du site géothermique lui-même et par 7 à 15 km du site.

Comme la plupart des dégâts observés après le séisme de Bâle étaient des dégâts légers associés à de faibles intensités, l'incrément de l'aléa significatif peut être responsable d'un incrément de risque significatif (incrément des pertes financières).

14.3.1.3 Période de circulation

Pour calculer les paramètres sismiques pendant la période de circulation l'incrément ou le décrétement des périodes de retour de chacune des failles régionales, t_0 , est appliqué et de nouvelles lois de Gutenberg-Richter sont générées.

De même que pendant la période de stimulation, les courbes d'aléa le plus élevé correspondent au point situé sur le réservoir géothermique. En s'éloignant du site l'impact de la sismicité induite diminue.

De la même manière, la sismicité induite n'a pas d'impact en terme d'aléa sismique pour des intensités macroscopiques supérieures à VI-VII sur le site lui-même, et pour des intensités supérieures à V-VI à une distance de 15 km.

A des intensités importantes des petites différences peuvent exister entre la période normale et la circulation mais elles ne sont pas significatives et sont due à la considération de la sismicité déclenchée.

L'incrément de l'aléa est significativement moins élevé que pendant la période de stimulation. Comparée à la période normale, la probabilité de dépassement d'intensité 5 est multipliée par 3.2 au niveau du site géothermique lui-même et par 1.3 à 15 km du site.

14.3.1.4 Conclusions de la PSHA

Les courbes de l'aléa pendant la période stimulation sont égales ou excèdent toutes les courbes associées aux autres périodes.

Il est important de noter que les activités géothermiques n'affectent pas la courbe d'aléa sismique pour les intensités $I > 6.5$ sur le site, pour $I > 6$ à 5 km du site, $I > 5.8$ à 10 km et $I > 5.5$ à 15 km du champ géothermique.

Pour des bâtiments individuels :

- la période de stimulation est responsable d'un incrément de risque important, dont l'effet diminue avec la distance au site géothermique. L'incrément plus élevé dans le domaine des faibles coûts que des coûts élevés.
- la période de circulation n'entraîne pas d'incrément de risque important sauf à proximité du site géothermique.

Pour la région entière :

- pendant la stimulation le facteur de risque financier est multiplié par 10 en moyenne dans la région mais il n'est pas réparti de façon homogène, il diminue en effet fortement à mesure qu'on s'éloigne du site géothermique.

- pendant la période de circulation le facteur de risque financier est multiplié par 1.06 en moyenne.

L'incrément est donc nettement moins important que pendant la phase de stimulation. L'impact sur le

nombre de bâtiments affecté le plus probable est de moins de 20 % pour les zones proche du site et insignifiant à distance du site.

Cependant il est important de noter que sur la durée de vie totale du système soit environ 30 ans, les pertes absolues sont plus importantes pendant la période de circulation que pendant la période de stimulation qui elle ne dure que 12 jours.

Les actions préconisées pour la région Wallonne dans les zones de futurs projets géothermiques:

- faire appel à des experts pour réaliser une évaluation probabiliste de l'aléa sismique (PSHA) relatives aux différentes phases des projets (stimulation, production,...) et aux différents types de sismicité (induite et déclenchée)
- déterminer le rayon d'influence autour du site (en fonction des résultats de la PSHA)
- estimation des pertes potentielles sur le site (bâtiment, équipements,...)
- évaluation des bâtiments dans les zones jugées potentiellement à risque (à l'intérieur du périmètre d'influence) et des pertes financières pouvant y être associées
- un ajustement des courbes de vulnérabilité sera nécessaire pour les faibles intensités pour ajuster les courbes à l'habitat en Belgique. Pour cela on peut se référer aux données relatives aux mines et aux campagnes sismiques réalisées dans le passé.

15 TÂCHE 2.5 : ALTERNATIVES À LA FRACTURATION HYDRAULIQUE

15.1 INTRODUCTION

En géothermie, le but de la fracturation hydraulique est d'augmenter (stimuler) la perméabilité d'un réservoir et de sa connexion avec le puits afin de rendre l'exploitation de sa ressource thermique plus rentable. La faible perméabilité naturelle, c'est-à-dire celle caractérisant le réservoir avant sa stimulation, se marque plus particulièrement dans les formations géologiques profondes où l'on cherche à extraire l'énergie. Les processus naturels de compaction et de cimentation des roches sont à la base de cette faible perméabilité naturelle.

La fracturation hydraulique consiste techniquement à injecter un fluide dans un forage, par exemple de l'eau², afin de provoquer une augmentation de la pression de fluides au sein des roches encaissantes jusqu'à atteindre leur seuil de rupture. Cette technique a été et est encore largement utilisée par le secteur pétrolier afin d'augmenter le taux de récupération des hydrocarbures. Son utilisation dans le cadre de projet de géothermie profonde s'est développé avec le concept de géothermie type 'Hot Dry Rock', maintenant plus souvent appelé 'Enhanced Geothermal System' (EGS).

Lors du projet EGS de Bâle (Deep Heat Mining project - DHM), la stimulation du réservoir a conduit à une augmentation nette de la sismicité jusqu'à atteindre un seuil imposant à l'opérateur la réduction du taux d'injection d'eau (Häring et al., 2008). Après cette opération, une activité sismique a continué à être enregistrée, conduisant à la décision de réduire la pression d'eau dans les puits jusqu'à une valeur hydrostatique. Une réduction de la sismicité a été observée, mais des événements sismiques de magnitude supérieure à 3 ont continué à être enregistrés durant 56 jours après l'interruption des opérations et une faible activité a été enregistrée par les sismomètres pendant près de 14 mois (Mukuhira et al., 2008 ; Ripperger et al., 2009).

La sismicité induite lors du projet DHM a entraîné de nombreuses plaintes suite à des dégâts qui auraient été causés par le séisme le plus important ($M_L = 3.4$). Le total des compensations à payer par l'assureur s'élèverait à plusieurs millions d'Euros (Ripperger et al., 2009). La localisation du projet sous la ville de Bâle a probablement contribué à augmenter les conséquences de cette sismicité induite. L'impact négatif de ces événements sur le développement de ce type de projets reste encore à évaluer, mais il soulève la question de la recherche d'alternatives à la fracturation hydraulique. Remarquons que des craintes de la part de la population ont été également reportées pour d'autres projets EGS comme celui de Soultz-sous-Forêts (France) et de 'The Geysers' (Californie).

Dans ce chapitre, nous énumérons tout d'abord une série de remarques concernant la relation entre la fracturation hydraulique et la (micro-)sismicité induite. Ensuite, différentes techniques potentielles comme alternatives à la fracturation hydraulique déjà appliquées ou toujours au stade du laboratoire sont détaillées. Enfin, nous concluons ce chapitre à travers une série de recommandations pouvant être appliquées lors du développement de projets de géothermie profonde en Wallonie.

² L'eau n'est pas le seul moyen d'induire de la fracturation hydraulique. Certains mélanges sont utilisés comme par exemple de l'azote liquide ou des gels pour des formations géologiques poreuses. Un résumé des différentes formes d'injectas peut être trouvés dans Zimmermann & Reinicke (2010a).

15.2 REMARQUES PRÉLIMINAIRES

La stimulation par fracturation hydraulique des roches semble être responsable de la sismicité induite, notamment dans le cas de projets EGS. L'analyse bibliographique réalisée dans le cadre de la présente étude a montré que cette activité sismique n'est peut-être pas toujours directement liée à cette fracturation. En effet, différents éléments sont à prendre en considération :

1. Il a été reconnu depuis longtemps que les activités d'injections de fluides dans des roches induisent des phénomènes de sismicité même pour une pression inférieure à celle nécessaire à la fracturation. La Figure 23 montre la relation temporelle entre le taux d'injection d'eau pour le site de Bâle, la pression au fond d'un puits d'injection, le nombre d'évènements sismiques enregistrés et leur magnitude. Il ressort clairement que la sismicité apparaît dès le début des injections et pour des pressions faibles. Ce phénomène a été également observé ailleurs par d'autres auteurs. Par exemple, une bonne corrélation a été mise en évidence entre les taux d'injection, les pressions et les nombres de microséismes enregistrés lors de la stimulation des puits pour le site de Soultz-sous-Forêts (Baisch et al., 2010). Majer et al. (2007) a également indiqué une bonne correspondance entre les injections à des pressions sous-lithostatiques et la microsismicité enregistrée pour les sites The Geysers (Californie) et celui de Berlín (Salvador) ;
2. Dans le cas de Bâle, l'évolution assez irrégulière de la pression lors des injections a été interprétée comme étant liée à des glissements sur une fracture préexistante et orientée de manière propice par rapport aux contraintes tectoniques (Håring et al., 2008). Baisch et al. (2010) ont modélisé la sismicité induite lors d'injection de fluides pour le site de Soultz-sous-Forêts. Leurs résultats montrent une bonne relation entre les déplacements calculés pour une fracture préexistante et la sismicité enregistrée par le réseau de surveillance sismique.
3. La fracturation hydraulique devrait dans la majorité des cas induire des fractures en traction, c'est-à-dire conduisant à une ouverture du plan de fracture. Cependant dans plusieurs sites EGS, Majer et al. (2007) rapportent que la majorité des microséismes enregistrés sont probablement dû à des cisaillements, sans ouverture, sur des fractures déjà présentes dans le réservoir. De plus, le développement des fractures en traction ne se serait probablement pas enregistré par les capteurs sismiques, suite à leur trop haute fréquence. Des analyses similaires ont été également réalisées en laboratoire et dans des carrières par Majer & Doe (1986) et pour le site Hot Dry Rock de Fenton Hill au Nouveau Mexique (Fehler, 1989).
4. Une alternative à la fracturation hydraulique est l'injection à « faible » pression de grandes quantités d'eau au sein du réservoir et des fractures préexistantes (Majer et al., 2007). La différence de température et de composition chimique entre l'eau et la roche encaissante conduit à un phénomène de stress thermique et de dissolution important des minéraux. Ces injections d'eau contribueraient également à une micro-séismicité importante au même titre que la fracturation hydraulique.
5. Une sismicité peut également être induite par la vidange trop rapide d'une partie du réservoir et sa compaction. Ce phénomène a été observée dans des champs pétroliers au Pays-Bas lorsque les réinjections n'étaient pas en mesure de compenser la production dans un compartiment du réservoir.

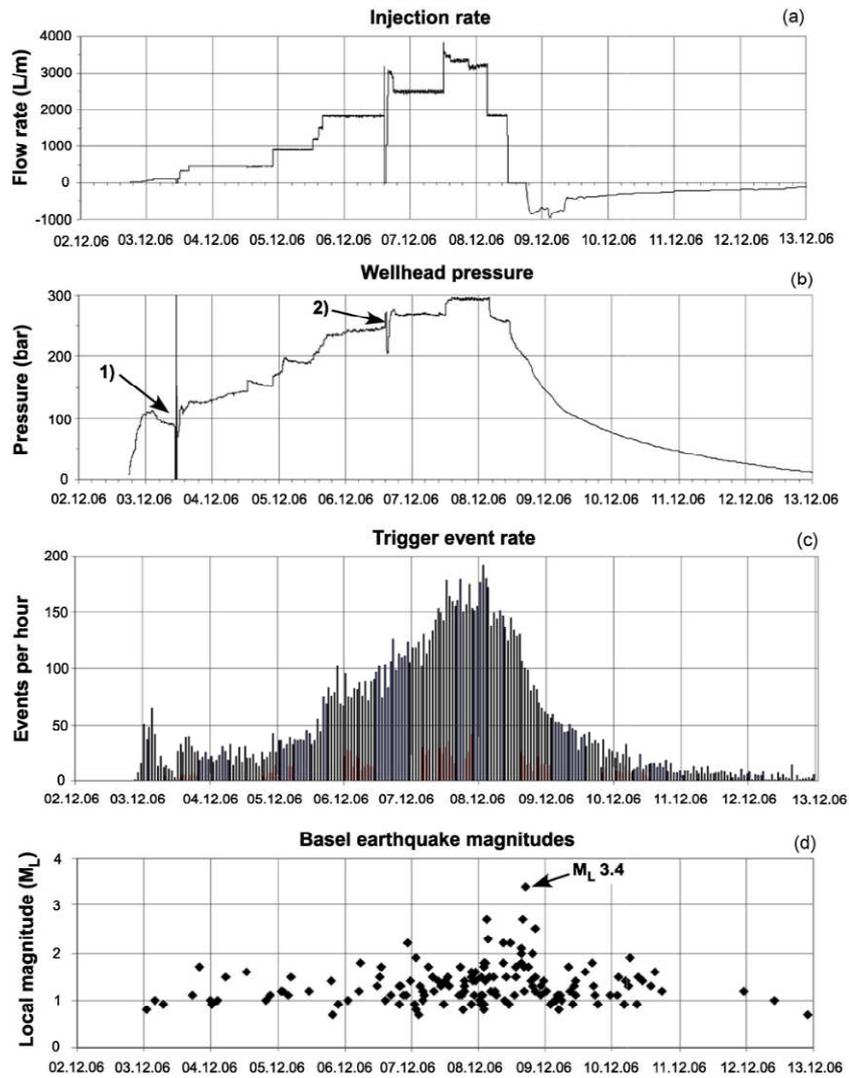


Figure 23: Comparaison entre le taux d'injection, la pression au fond du puits, le nombre d'évènements sismiques enregistrés et leur magnitude lors de la stimulation du réservoir pour le projet DHM à Bâle (tiré de Häring et al., 2008).

En résumé, la sismicité induite lors de la stimulation d'un réservoir géothermique par des injections de fluides est probablement liée à plusieurs phénomènes, à savoir la fracturation hydraulique, les chocs thermiques, mais aussi des mouvements de cisaillements induits le long de fractures préexistantes. La présence de ces discontinuités naturelles doit donc être prise en compte lors de la stimulation d'un réservoir par injections de fluides en vue d'une fracturation hydraulique. En effet, une partie des fluides injectés risque de se propager au sein des fractures existantes et d'y induire des mouvements responsables d'une activité sismique. L'efficacité de la fracturation hydraulique semble donc en première approximation fortement compromise par ce phénomène. Cependant les mouvements de cisaillements sur les fractures existantes dont les surfaces sont irrégulières induisent une augmentation de leur perméabilité. Ce phénomène est appelé dilatation cisailante (« shear dilation ») ou « self-propping » (Chen et al., 2000 ; Baisch et al., 2010).

Par ailleurs, des considérations techniques doivent être prise en compte lors du choix des techniques de stimulation d'un réservoir afin d'assurer à la fois la durabilité et la rentabilité d'un projet de géothermie. Premièrement, il est nécessaire d'établir une distance de plusieurs centaines de mètres, voir plus d'un kilomètre entre les puits d'injection et ceux de production. Cette distance évite une arrivée trop rapide aux puits de production des fluides refroidis, tout en assurant à la fois le flux entre les puits et le maintien de la pression dans le réservoir. Deuxièmement, la rentabilité d'un projet nécessite que l'eau circulant entre l'injection et la production soit en contact avec une surface de roche de plusieurs kilomètres carrés (5 à 10 km² pour des projets EGS dans des massifs cristallins selon Kattschmitt et al., 2007). Lors du projet EGS de Groß Schönnenbeck (Allemagne), la dimension des fractures induites (Zimmermann et al., 2010) est beaucoup plus restreintes (~0.01 km², c'est-à-dire 380mX90m). Cependant cette surface ne représente qu'une fraction de la surface de contact entre le fluide injecté et le bed-rock, puisque les fractures sont perpendiculaires à l'axe reliant les forages. La transmission entre les fractures est réalisée à la fois à travers un grès poreux et des roches volcaniques déjà fracturées, qui représentent une grande surface de contact naturelle.

Les alternatives à la fracturation hydraulique doivent donc à la fois augmenter la perméabilité du massif rocheux sur une distance suffisamment importante (plusieurs centaines de mètres) et la surface de roche en contact avec le fluide doit être suffisamment grande. Un simple conduit entre l'injection et la production n'est pas suffisant. Mais quel que soit l'origine de la sismicité induite, elle est le témoignage de la stimulation et de l'exploitation d'un réservoir.

15.3 INJECTION DE SOLUTION ACIDES

Le principe général de cette méthode est d'augmenter la perméabilité des roches et des fractures préexistantes grâce à l'injection de mélange d'acides (Regular Mud Acid). Il s'agit généralement d'acide chlorhydrique (HCl) et d'acide fluorhydrique (HF). Cette stimulation résulte de la dissolution des minéraux carbonatés, comme la calcite, la dolomite et la sidérite, grâce à HCl et des minéraux silicatés (quartz, feldspath, argiles) par HF. Ces minéraux constituent la base de nombreuses roches. Même si les principes qui régissent les réactions chimiques de ces acides avec les minéraux sont bien connus, un certain nombre d'inconnues subsistent dans le cas de réactions dans les conditions des réservoirs géothermiques, c'est-à-dire à haute température, à haute pression et dans des dimensions plus grandes que celle d'un laboratoire. Par exemple, HCl réagit rapidement avec la calcite, ce qui implique que la zone affectée par cet acide risque d'être limitée à la proximité du point d'injection. Par contre, la réaction d'HF avec le quartz est relativement lente pouvant donc atteindre des distances plus grandes par rapport à l'injection (Portier & Vuataz, 2010). Les proportions relatives de ces deux acides doivent donc être bien évaluées afin de réagir au mieux en fonction de la composition minéralogique des roches encaissantes.

L'injection de mélange d'acides (Portier & Vuataz, 2010) peut également induire des réactions chimiques complexes qui risquent d'induire une réduction de la perméabilité-porosité suite à des précipitations. Par exemple, la mise en solution de calcium (provenant par exemple de la calcite) par HCl peut réagir avec le fluor de l'acide fluorhydrique résultant en la précipitation de CaF_2 et la réduction de la porosité. Il s'agit d'une réaction secondaire contrecarrant la première qui est la mise en solution des éléments chimiques constituant les roches. D'autres réactions secondaires, voire tertiaires sont décrites dans la littérature, par exemple la présence de solution comprenant du fluor peut réagir avec des minéraux argileux pour former des fluorures d'aluminium et des précipitations de gel silicaté.

Afin de prendre en compte ces réactions chimiques, ainsi que la cinématique des réactions chimiques et l'évolution des paramètres hydroliques du réservoir des modélisations numériques ont été développés. Les caractéristiques principales de deux programmes FRACHEM et TOUGHREACT sont présentés ci-dessous, mais une comparaison plus détaillée a été publiée par André et al. 2006. D'autres programmes existent également, mais ils sont souvent développés in-house sans une grande diffusion mis à part quelques articles scientifiques (ex : Ghassemi & Kumar, 2007a).

L'injection d'acides en vue de stimuler un réservoir est parfois considérée comme une vraie alternative à la fracturation hydraulique (Portier & Vuataz, 2010). Majer et al. (2007) rapportent cependant qu'une sismicité peut-être également induite par les injections d'acides. Par ailleurs, dans des roches fortement cimentées comme celles du sous-sol de la Wallonie, les injections d'acides ne peuvent pas induire une fracturation et mettre en communication des puits distants de plusieurs centaines de mètres si une certaine fracturation n'existe pas entre les puits. Les injections d'acides doivent donc se réaliser au niveau de fractures naturelles ou induites. Cette technique ne peut pas être considérée comme un concurrent à la fracturation hydraulique dans le cas d'un réservoir peu fracturé. Dans ce cas, les injections d'acides sont plutôt une technique complémentaire aux injections massives d'eau et elles servent plutôt à « nettoyer » les fissures existantes

15.3.1 FRACHEM

Ce programme a été développé dans le cadre du projet EGS de Soultz-sous-Forêts. Ce code permet un couplage entre d'une part les conditions thermiques et hydrologiques et d'autre part les réactions chimiques (dissolution, précipitation, ...). Les conditions spécifiques pour le site de Soultz-sous-Forêts ont été intégrées dans le code, c'est-à-dire la salinité, les minéraux disponibles (ceux d'un granite) et les fractures et grains. Le code permet donc de calculer en deux dimensions (2D) les flux dans un milieu fracturé simplifié en fonction des réactions chimiques suivant l'injection de RMA.

15.3.2 TOUGHREACT

Ce modèle numérique a été développé à l'Université de Berkeley (USA). Les paramètres analysés sont les flux de fluides, la convection et la conduction de la chaleur, la diffusion, les réactions chimiques et thermiques, ainsi que les variations de la porosité et perméabilité. Ce programme suit une approche plus généraliste que FRACHEM et est disponible pour les simulations en trois dimensions (3D).

15.4 CHOCS THERMIQUES

L'injection de fluides refroidis dans des puits et leur récupération, une fois réchauffés, dans des puits de production est le processus à la base de la majorité des projets de géothermie profonde. Le contact entre, d'une part le fluide refroidi et, d'autre part, le bed-rock chaud induit le développement de contraintes (stress), dites thermiques dans la roche (Ghassemi et al., 2007b). L'utilisation de ce processus afin de développer la perméabilité pourrait sembler intéressante, cependant il a déjà lieu lors des stimulations en vue d'une fracturation hydraulique puisque les fluides injectés sont généralement plus froids que le bed-rock.

Plusieurs études ont montré que le stress thermique induit par ces injections était probablement à la base d'une partie importante de la sismicité induite (ex: Segall & Fitzgerald, 1998 ; Stark, 1990). Ce phénomène serait donc co-responsable de la sismicité induite avec l'augmentation de la pression de fluides au sein du réservoir. De plus, le stress thermique est en mesure d'expliquer deux observations importantes:

- l'apparition d'une micro-sismicité dès le début des injections (cf. Fig. 15.1.), alors que le phénomène devrait être différé si la pression de fluide était la seule responsable du phénomène. En effet, un certain seuil de pression devrait être atteint avant d'induire la fracturation et donc la micro-sismicité;
- la continuité de la sismicité même après l'arrêt des injections (Ghassemi et al., 2007b) qui a été observé par exemple sur le site EGS de Bâle correspondrait au stress thermique toujours existant au sein du réservoir suite à la présence de fluides froids. Pour rappel, cette activité sismique a duré plus d'un an alors que la pression de fluides avait déjà été réduite à sa valeur hydrostatique.

Intuitivement, l'injection à forte pression de fluide au sein d'une fracture devrait induire simplement son ouverture. La réalisation de modèles numériques 3D du calcul des contraintes induites par l'injection d'un fluide froid au sein d'une faille a montré le développement de contraintes et de déplacements cisailants parallèlement au plan de la faille (**Erreur ! Source du renvoi introuvable.**). Ces derniers pourraient donc être responsables de l'apparition d'une sismicité.

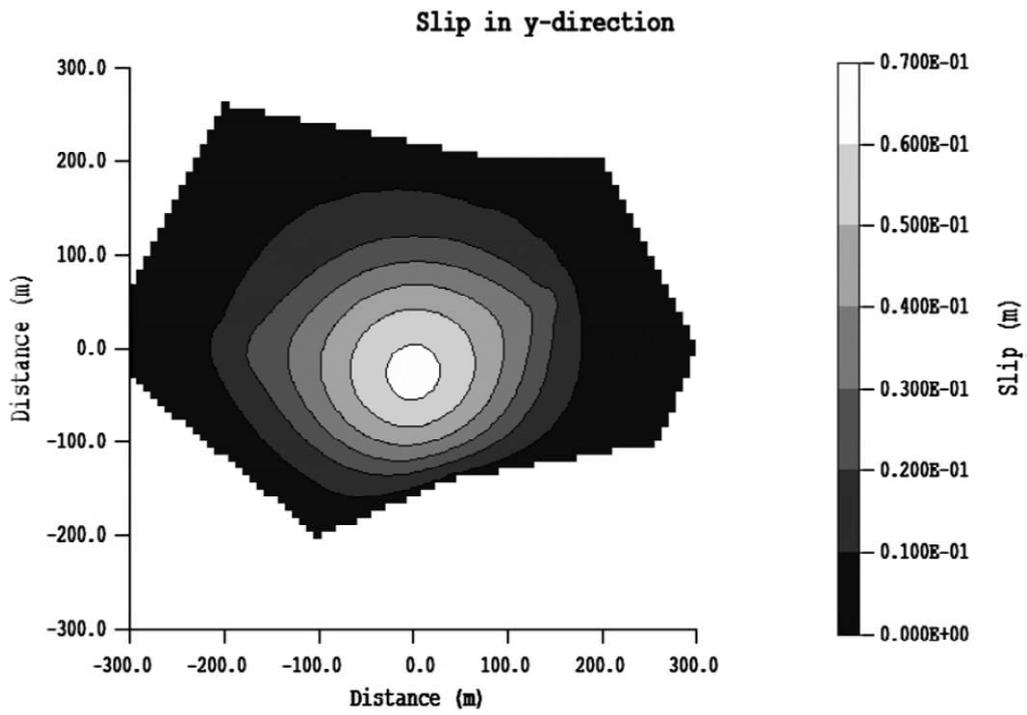


Figure 24 : Déplacement cisailant parallèlement au plan de faille selon la direction y (tiré de Ghassemi et al., 2007b)

15.5 FATIGUE DES ROCHES

La fracturation hydraulique des roches induit la libération de l'énergie stockée au sein de la roche avant sa rupture et plus particulièrement l'énergie élastique provenant de sa mise en contrainte. Ce processus de relaxation des contraintes par rupture de la roche s'accompagne de la propagation d'ondes sismiques. Comme nous l'avons déjà précisé au début de ce chapitre (cf. §15.2.), la microsismicité induite dans les réservoirs géothermiques est cependant liée en grande partie à des mouvements de cisaillement le long de fractures déjà existantes et ayant une orientation propice par rapport aux contraintes tectoniques. L'utilisation d'injection d'eau afin d'induire une rupture hydraulique des roches induit l'utilisation de pressions élevées et donc le stockage d'une grande quantité d'énergie.

Un des principes de mécanique des roches révèle qu'il existe des conditions pour lesquelles la rupture d'une roche peut avoir lieu en-dessous de la résistance naturelle de celle-ci (ex : Attewell & Farmer, 1973). Cette fracturation résulte de l'accumulation de cycles de mise en contrainte et de relaxation (Figure 25). Ce phénomène est appelé la fatigue des roches (rock fatigue) et il offrirait donc la possibilité d'induire des ruptures au sein des roches pour de « faibles » contraintes.

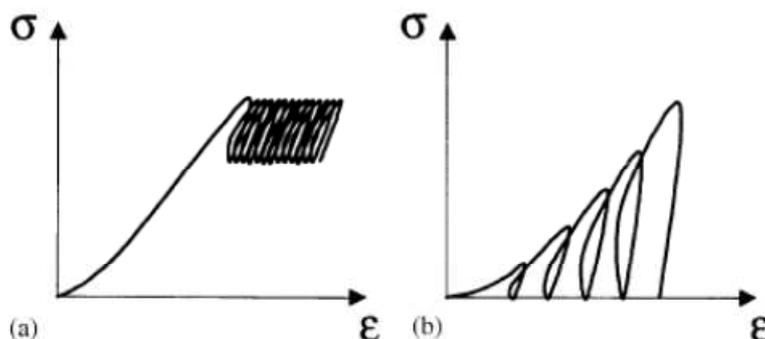


Figure 25 : Deux exemples-typiques de tests de fatigue des roches suite à des cycles de mise en contraintes (σ) induisant une déformation permanente (ϵ) (tiré de Gatelier et al., 2002)

A notre connaissance, il existe peu de tests in-situ utilisant ce processus lors de la stimulation de réservoir géothermique. Il s'agit souvent plutôt de tests de laboratoire en mécanique des roches (ex : Moelle, K.H.R. & Lewis, J.A., 1990 ; Bagde & Petroš , 2005 ; Xiao et al., 2010). Notons cependant qu'à Groß –Schönebeck (Allemagne), une série de cycles d'injection ont été réalisés afin de stimuler le réservoir (Zimmermann et al., 2010b). Cependant dans ce cas, cette alternance était dictée pour des raisons pratiques de disponibilité limitée en eau pour les injections. Zimmermann et al. (2010b) n'expliquent pas l'impact de cette cyclicité sur le développement de la perméabilité.

Cette approche de fatigue des roches nécessiterait donc l'utilisation de pressions de fluides d'injection plus faibles que celles actuellement utilisées. Cependant comme expliqué au §15.2., il est difficile d'envisager une absence complète de (micro-)sismicité puisque celle-ci se développe dès le début des injections, c'est-à-dire même pour de faibles pressions. Il serait également nécessaire d'évaluer à l'avenir l'impact de la technique de fatigue des roches en termes du surcoût financier de cette technique pour stimuler un réservoir. La fracturation hydraulique est une technique cher et la ralentir en induisant une approche cyclique ne peut qu'augmenter le coût de la stimulation. Cette approche peut peut-être s'envisager dans un cadre d'un projet de recherche & développement afin de mieux comprendre les réactions d'un réservoir géothermique. La dimension des fractures induites par ce processus doit être également étudiée. A ce stade, cette technique se situe donc encore au stade expérimental.

15.6 ALTERNATIVE A L'EAU COMME VECTEUR DE CHALEUR

L'eau est un composant naturellement présent dans le sous-sol et son utilisation comme vecteur de chaleur dans les systèmes géothermiques est logique. Cependant un certain nombre de désavantages d'ordre physico-chimiques accompagnent son utilisation en comparaison à d'autres vecteurs potentiels comme le CO₂. Pruess (2008) a réalisé une comparaison de ces deux vecteurs (Tableau 17).

Tableau 17: Comparaison du CO₂ et de l'eau comme vecteur de la chaleur dans les EGS (traduit de Pruess, 2008). Les propriétés intéressantes sont reprises en italique

Propriétés du fluide	CO ₂	Eau
Chimie	Solvant non-ionique, mauvais solvant des minéraux des roches	Solvant puissant des minéraux des roches : nombreux potentiels pour les phénomènes de dissolution et précipitation
Circulation des fluides dans les puits	Haute compressibilité et expansivité ⇒ Haute poussée ; moindre consommation d'énergie des pompes pour maintenir la circulation	Faible compressibilité et expansivité modérée ⇒ Faible poussée ; nécessité d'une consommation importante des pompes afin de soutenir la circulation des fluides ⇒
Aptitude au flux dans le réservoir	Faible viscosité, faible densité	Haute viscosité, haute densité
Transmission de la chaleur	Chaleur spécifique faible	Chaleur spécifique élevée
Perte de fluides	Possibilité d'économiser des crédits suite au stockage de gaz à effets de serre	Cher, obstacle au développement du réservoir

Les modélisations numériques montrent que l'utilisation CO₂ peut conduire à des réactions inattendues du réservoir en fonction du temps. Par exemple, le taux d'extraction de la chaleur pourrait dans certains cas augmenter au cours du temps (cf. courbe 100 bar de la Figure 26), alors que le réservoir tend à se refroidir. Comme le montre la Figure 26 et en fonction de la pression utilisée, l'extraction de la chaleur d'un réservoir EGS serait donc plus efficace avec l'utilisation de CO₂ qu'avec de l'eau.

Cette technologie est cependant au début de son développement et de nombreuses questions restent en suspens, notamment concernant des réactions chimiques entre le CO₂ et les minéraux du bed-rock. Dans certains cas, la carbonatation de certains minéraux pourrait servir pour une véritable séquestration du CO₂ suite à la transformation de certains minéraux. Ce processus de transformation a déjà été étudié grâce un exemple de transformation naturelle d'un massif ophiolitique par silicification et carbonatation (Boschi et al., 2009). Les autres interrogations sont associées :

- aux mécanismes de remplacement de l'eau par le CO₂ au sein du réservoir ;
- à la formation d'un cœur sec ;

- aux réactions géochimiques possibles en bordure du réservoir où le CO₂ serait mélangé avec l'eau
- aux risques de fuites vers la surface ou les aquifères superficiels ;
- au risque économique d'un volume trop faible qui serait injectés et à faible cinématique des réactions.

La manière d'opérer ce type réservoir géothermique pourrait également être modifié, puisque l'injection de CO₂ devrait se faire à la base du réservoir et la production dans sa partie supérieure, alors que pour l'utilisation de l'eau pour la production et l'injection sont souvent réalisées à des profondeurs similaires. Piessens & Dusar (2004) évoquent cependant la possibilité de développement de mouvements de convection dans des réservoirs artificiels que représentent les anciennes mines. Dans ce cas, les injections seraient réalisées au sommet des galeries et le CO₂ injecté descendrait par gravité et initierait un mouvement conduisant à un remontée vers le haut du CO₂ réchauffé.

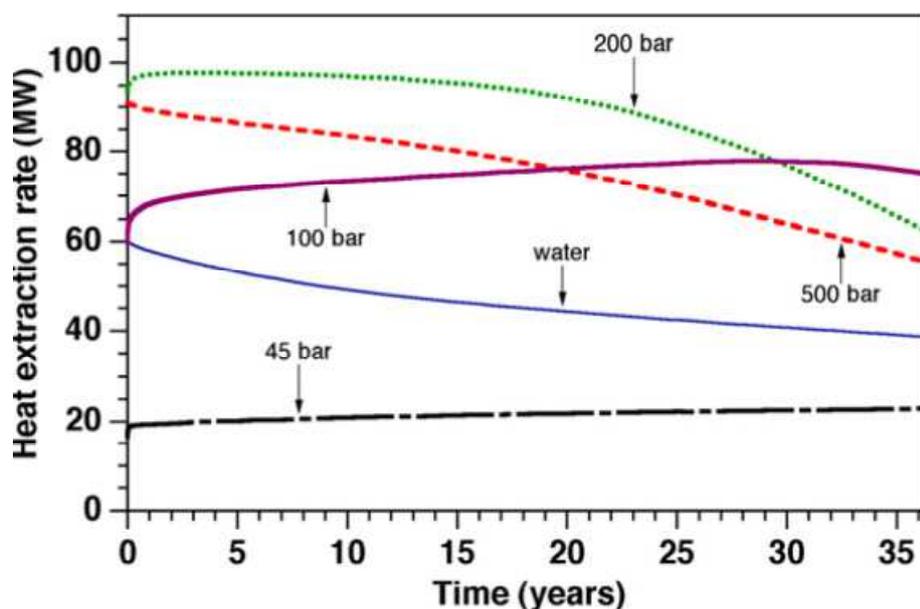


Figure 26 : Evolution du taux d'extraction de la chaleur en fonction de la durée de vie du réservoir. L'eau étant peu compressible, une seule courbe est présentée. Les courbes en pointillés et la violette correspondent au taux d'extraction pour différentes valeurs de la pression (tiré de Pruess, 2008).

Pruess (2006) a également remarqué qu'une question fondamentale reste ouverte, c'est-à-dire celle de la stimulation du réservoir. En effet dans l'approche suivie, il existe toujours la nécessité d'augmenter la perméabilité entre les puits de production et ceux d'injection. Cependant, les avantages naturels du CO₂ (cf. Tableau 17, notamment la faible viscosité) permettrait peut-être d'utiliser le réseau de fractures existantes ou de réduire l'ampleur de la stimulation.

15.7 CONCLUSIONS

La stimulation d'un réservoir est une étape nécessaire afin de développer et d'exploiter la ressource géothermique dans des formations géologiques de faible perméabilité. L'application de la fracturation hydraulique par injection de fluides à haute pression est une technique largement répandue dans le secteur pétrolier et lors de développement d'EGS. Cette mise en contraintes du réservoir s'accompagne généralement d'une microsismicité et dans quelques cas de séismes de faible magnitude pouvant être ressentis par la population (Bâle, Soultz-sous-Forêts).

Il ressort de cette analyse bibliographique que la fracturation hydraulique ne semble pas être le seul processus à la base de la sismicité induite. L'injection de grandes quantités de fluides comme pour le cas du site The Geysers (Californie) à une pression inférieure à celle nécessaire à la fracturation des roches a induit une microsismicité très importante. Les mécanismes associés à cette activité sont de plusieurs ordres: dissolution importante de minéraux dans les zones fracturées, stress thermiques, réduction du coefficient de friction sur une fracture préexistante.

L'injection de mélanges d'acides est souvent considérée comme une alternative à la fracturation hydraulique. Cependant cette technique ne peut s'appliquer qu'en présence d'un réseau de fractures naturelles ou induites. Les autres techniques comme la fatigue des roches ou l'utilisation de CO₂ comme vecteur de la chaleur sont toujours au stade expérimental.

Comme alternative à la fracturation hydraulique, nous recommandons d'orienter les recherches géothermiques en Wallonie vers l'exploitation de zones déjà fracturées naturellement. Par cette approche, la stimulation d'un futur réservoir pourrait être limitée, mais il est nécessaire d'évaluer au préalable le niveau de cimentation de ces fractures à travers une étude pétrographique, hydrologique et microstructurale. L'injection d'acides au sein de ces fractures pourrait être également envisagée afin d'augmenter la perméabilité de ces zones fracturées. Notons que l'acidification semble être également responsable d'une certaine activité microsismique. Les chocs thermiques lors des injections de fluides sont un corollaire à la production géothermique. Il faudra à l'avenir évaluer la possibilité de réinjecter des fluides dont la température n'est pas trop faible par rapport à celle du bed-rock. Cette approche doit cependant être évaluée en parallèle avec l'approche économique visant la viabilité du projet. Une autre alternative pour le développement de la géothermie profonde en Wallonie est le développement de projets visant à l'exploitation d'aquifères chauds comme les formations géologiques carbonatées du Dévonien et du Carbonifère. Dans ce cas, les injections d'acides semblent être assez intéressantes pour la stimulation des réservoirs, mais la réussite de ces acidifications passe par la présence de zones de fractures.

PARTIE IV: ETUDIER LE RISK MITIGATION

16 INTRODUCTION

Le développement d'une nouvelle forme d'énergie renouvelable dans une région revêt souvent des risques à la fois technologiques et financiers. Cet aspect est particulièrement important pour la géothermie profonde puisque celle-ci nécessite des travaux importants de prospection afin de localiser la ressource, la réalisation de forages profonds (plusieurs kilomètres) afin d'atteindre la ressource et le développement d'installation pour la production de chaleur ou/et d'électricité. Par après et si la ressource géothermique a été trouvée, son exploitation durable nécessite également une gestion intelligente du réservoir géologique afin d'optimiser la production et la durabilité en réduisant au maximum l'impact sur l'environnement, sur les populations et les infrastructures existantes et sur les autres formes potentielles d'occupation du sous-sol voisines. Chaque étape de ce développement connaît donc différentes formes de risques qui ont été énumérées dans la partie précédente et qui seront développés plus en détails dans les chapitres suivants.

Le 'risk mitigation' vise donc à réduire au maximum les différentes formes de risques grâce à l'utilisation d'outils scientifiques et financiers appropriés. Comme la géothermie profonde est un secteur à développer en Wallonie, le choix des différents outils pour réduire le risque doit être réalisé sur base des expériences déjà acquises dans d'autres régions pour lesquelles les informations sont disponibles.

Cette partie du rapport comprend trois grands volets, à savoir :

le *suivi scientifique* (Chap. 17) détaille dans un premier temps la manière d'évaluer au mieux la ressource géothermique à travers des travaux de reconnaissance, notamment grâce à la prospection géophysique et à la réalisation de forage de reconnaissance. L'évaluation de cette ressource passe également de plus en plus par la modélisation structurale, thermodynamique et hydrologique du sous-sol et du réservoir géothermique en particulier. Ensuite, les risques techniques lors de l'exploitation de la ressource nécessitent le développement de différents réseaux de surveillance qui sont présentés en détails dans ce chapitre. Ceux-ci ont pour but de fournir les outils permettant de réagir au mieux en fonction des problèmes rencontrés (ex : sismicité induite).

le *risque financier* (Chap. 18) pour une ressource géothermique peu connue, comme celle du sous-sol wallon, est grand suite au manque de connaissances du sous-sol et de ses réactions, ainsi qu'au manque d'expériences en la matière. L'évaluation du risque géologique passe par la quantification d'une série de paramètres comme la probabilité de succès, les débits escomptés et la température du réservoir. Ces paramètres doivent donc servir de base pour l'évaluation du risque financier et éventuellement l'assurance du projet. Dans ce chapitre, un inventaire des différentes assurances proposées en France, en Suisse, en Allemagne et au Pays-Bas reprend les différents types de couverture, les informations à fournir, les conditions et les pourcentages de budget qui peuvent être assurés.

la *gestion des conflits d'intérêts sur l'occupation du sous-sol* ne représente pas actuellement encore un grand problème, puisque le nombre de projets de géothermie profonde en Europe de l'Ouest est encore très limité. Néanmoins à l'avenir l'exploitation du sous-sol pour l'énergie géothermique ou d'autres formes (gazéification d'anciens charbonnages ou gazéification souterrain), ainsi que le potentiel stockage souterrain de CO₂, induira d'évaluer l'impact des différents projets entre eux. Ces aspects sont développés à travers le Chapitre 19, qui traite également du risque d'interférence des projets de géothermie profonde avec les producteurs d'eau et les infrastructures sensibles (pipeline, ...). Cette analyse conduit à la recommandation de la création d'un cadastre du sous-sol.

17 TÂCHE 3.1 : CONTRÔLE DES RISQUES GÉOLOGIQUES

17.1 INTRODUCTION

Les méthodes et les outils pour évaluer les possibilités et les impacts des différentes énergies renouvelables font l'objet de nombreuses publications scientifiques (ex : Angelis-Dimakis et al., 2011). Parmi ces énergies renouvelables, la géothermie et plus particulièrement la géothermie profonde est considérée comme très prometteuse, puisqu'elle est disponible en grande quantité dans de nombreuses régions ; elle n'est pas influencée par les conditions météorologiques à la différence de l'énergie solaire ou éolienne ; elle a un impact environnemental faible lorsqu'elle est exploitée correctement. La géothermie peut également assurer une fourniture électrique en charge de base (baseload).

La géothermie est déjà utilisée pour produire de l'électricité ou de la chaleur dans au moins 58 pays (Angelis-Dimakis et al., 2011), cependant, elle reste encore souvent sous-exploitée hormis dans les régions volcaniques où la ressource montre des signes clairs de sa disponibilité (fumerolles, geysers,...). La principale limite à son utilisation dans des régions "tectoniquement moins actives", comme la Wallonie, est liée au manque de connaissance du sous-sol augmentant le risque de ne pas trouver la ressource et réduisant ainsi la faisabilité économique. Le premier risque géologique correspond donc à l'évaluation et à la reconnaissance de la ressource géothermique. Ce risque est plus grand dans des régions où le gradient géothermique est faible, puisqu'il est nécessaire de réaliser des forages plus profonds pour trouver des réservoirs intéressants et la connaissance de leur caractéristiques diminue avec la profondeur.

Le second volet du risque géologique correspond à l'exploitation durable de cette ressource, puisqu'elle implique de mettre en œuvre des forages profonds, souvent la stimulation du réservoir géothermique, le pompage et l'extraction de l'énergie en surface et enfin la réinjection des fluides extraits et partiellement refroidis. Chacune de ces étapes peut induire des problèmes, soit d'ordre technique (ex : rupture d'une canalisation ou du tubage, mauvais dimensionnement des installations,...), soit d'ordre géologique ou hydrogéologique (ex : sismicité, mouvements du sol, contaminations d'aquifère).

La mitigation du risque géologique au niveau de la reconnaissance et de l'évaluation de la ressource géothermique et de son exploitation nécessite donc de s'appuyer sur une base scientifique forte et sur un faisceau de données importantes et de qualité. Dans ce chapitre, nous détaillons tout d'abord les grandes étapes de développement menant depuis l'évaluation du potentiel géothermique d'une région jusqu'au développement d'un site exploitant légalement, économiquement et de manière respectueuse de l'environnement une ressource géothermique. Ensuite, les méthodes d'évaluation et d'exploration nécessaires à la détermination de sites potentiels sont résumés. Enfin, le suivi géologique de l'exploitation d'un site est analysé en détails à travers les différents réseaux de surveillance de sismicité, des mouvements induits du sol et des variations géochimiques des eaux géothermiques, des aquifères superficiels et des eaux de surface.

Ces différentes étapes sont synthétisées à travers un flowchart reprenant une approche générique du suivi scientifique nécessaire pour le développement de la ressource géothermique en Wallonie en minimisant les risques géologiques.

17.2 ETAPES DE DÉVELOPPEMENT

Le chemin entre les premières analyses en vue de l'évaluation d'une ressource géothermique pour l'ensemble d'un pays ou d'une région jusqu'à la production d'énergie (chaleur ou électricité) peut se résumer entre trois grandes étapes (Angelis-Dimakis et al., 2011), à savoir :

- une phase initiale d'évaluation des ressources géothermiques par l'intégration des données existantes pouvant conduire à l'établissement de cartes de « favorabilité » ou de potentiel;
- un programme d'exploration en surface et de forages de reconnaissance (phase de pré-faisabilité) ;
- une phase de faisabilité à l'aide de forages et de tests de réaction du réservoir géothermique.

Les cartes de favorabilité visent à délimiter des zones ayant des indications géologiques et hydrogéologiques suffisamment intéressantes pour nécessiter un programme d'exploration géothermique. L'établissement de ces cartes est actuellement en cours pour la région wallonne à travers le développement de la plate-forme géothermique de la Wallonie. Par la suite, lors des programmes d'exploration une approche « étape-par-étape » doit être suivie afin de sélectionner les zones les plus prometteuses et d'éliminer les autres. Enfin, les sites possibles pour une phase de faisabilité doivent être sélectionnés et testés en vue de leur développement et in fine de leur exploitation.

Les étapes de développement peuvent également différer selon la ressource géothermique recherchée à savoir la chaleur, l'électricité ou une combinaison des deux formes. La production de chaleur (eau chaude) doit se réaliser à proximité du consommateur et donc influence la localisation des sites potentiels. A contrario, l'électricité peut être transportée sur de plus longues distances. Le prix de l'énergie influence également le potentiel, puisque des régions à potentiel géothermique modéré peuvent devenir à haut potentiel suite à une augmentation du prix des autres formes d'énergie.

La limite entre les deux formes de géothermie (chaleur ou électricité) n'est cependant pas toujours aussi tranchée, puisque au cours de la durée de vie d'un champ géothermique la température de la réserve peut changer (diminuer) comme par exemple sur le site The Geysers en Californie où la production de vapeur a fortement évolué au cours du temps (Majer et al., 2007). La planification des sites à explorer doit donc prendre en compte également la durabilité de la réserve et une approche holistique par la modélisation de l'exploitation doit être envisagée. Notons par ailleurs, qu'il existe également l'alternative de produire de l'électricité soit sous la forme d'une co-génération (géothermie + autre source), soit à partir de réservoir géothermique de basse température, grâce au développement d'une centrale électrique binaire et l'utilisation en cycle-fermé de liquide à faible température d'ébullition (Figure 27). Même dans ce cas, selon Frick et al. (2010) les conditions géologiques sont l'élément déterminant.

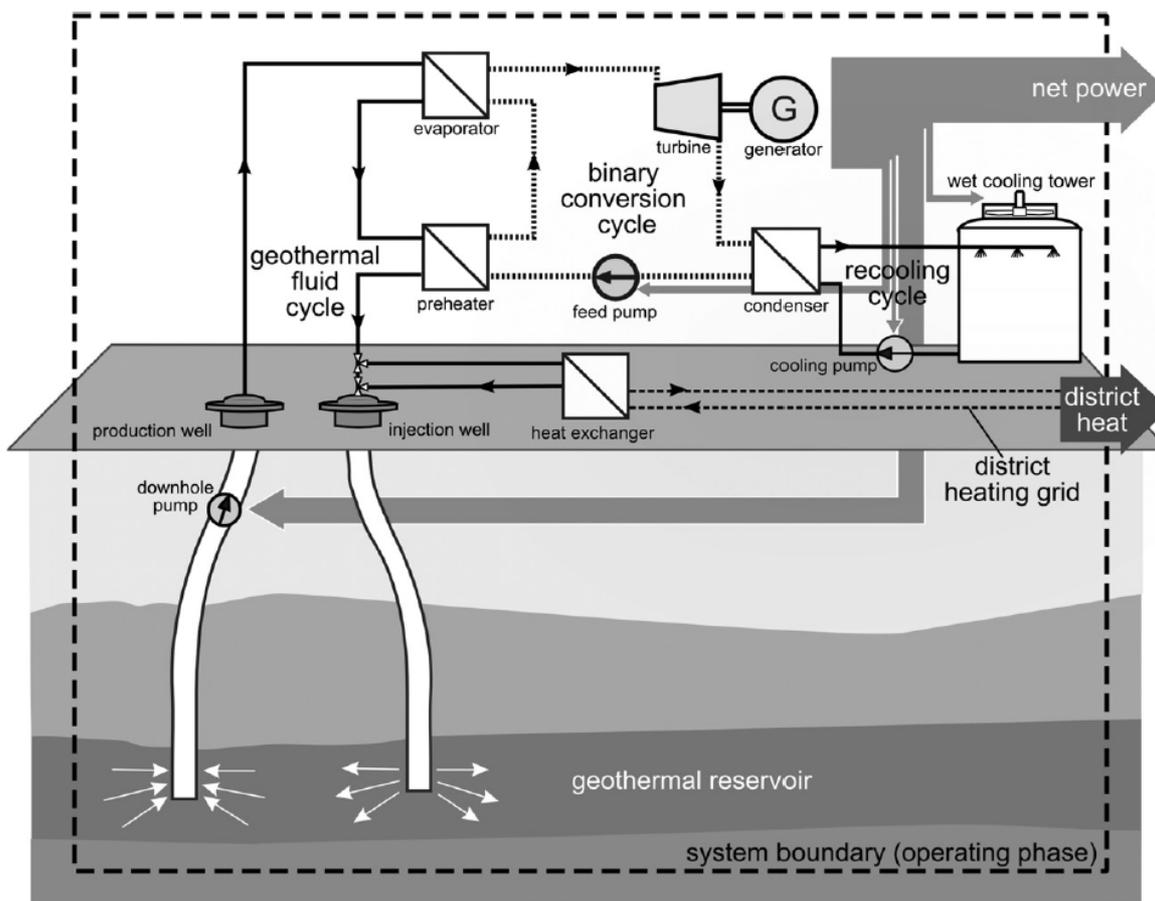


Figure 27: Schéma d'une centrale électrique binaire exploitant un réservoir géothermique de faible température fournissant de l'électricité et éventuellement de la chaleur (tiré de Frick et al., 2010)

17.3 EVALUATION DE LA RESSOURCE GÉOTHERMIQUE

Le Service géologique américain (USGS), dès les années 1970, a développé des méthodes pour évaluer les ressources géothermiques à une échelle régionale. La caractérisation précise de cette ressource nécessite tout d'abord de définir des critères clairs notamment d'un point de vue terminologique:

- la **ressource de base** (Figure 28) en géothermie est (Muffler & Cataldi, 1978): « toute l'énergie thermique dans la croûte terrestre en dessous d'une zone spécifique, comparée à une température locale annuelle moyenne ». Elle comprend donc toute l'énergie géothermique, même celle présente à très grande profondeur, qu'elle soit connue ou inconnue et sans considération économique ou technique. Seule une fraction de la ressource de base n'est donc actuellement techniquement et économiquement exploitable. Une distinction doit donc être réalisée entre la ressource de base qui peut être techniquement accessible par

forage de celle inaccessible techniquement. Cette distinction est liée à la profondeur et donc au coût financier des forages³.

- la **ressource accessible** est la portion de ressource de base qui peut être techniquement atteinte et seule une fraction de celle-ci accessible peut être extraite pour des raisons techniques, légales et environnementales. On parle alors de ressource accessible utile, alors que l'autre fraction est qualifiée de ressource résiduelle.
- la **ressource économiquement utile** correspond à la part qui peut être exploitée légalement à un prix compétitif avec les autres sources d'énergie. Dans le cas contraire, la ressource est qualifiée de sub-économique. La limite entre ces deux formes de ressources est dynamique et fonction du prix de l'énergie.
- Enfin, une distinction doit être réalisée entre la ressource économiquement utile qui n'a pas encore été découverte suite aux manques d'informations géologiques, de celle qui a été identifiée. Cette dernière est alors qualifiée de **réserve**.

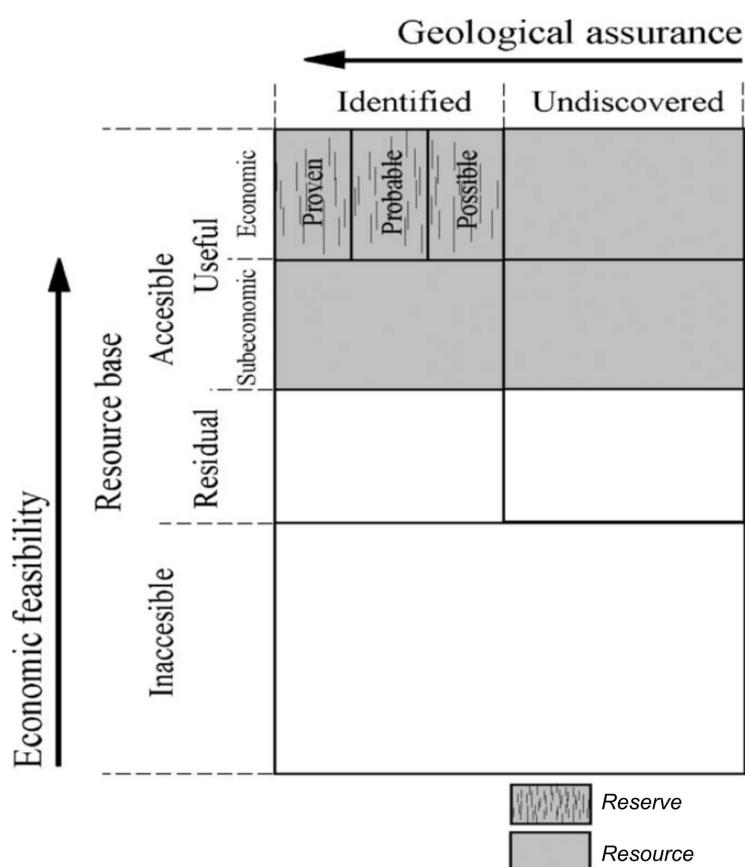


Figure 28: Diagramme de McKelvey reprenant les termes de ressource et réserve en fonction de la connaissance géologique et de la faisabilité économique (modifié d'Angelis-Dimakis et al., 2011).

Le but de ce chapitre n'est pas d'analyser en détails toutes les méthodes disponibles afin d'évaluer les ressources géothermiques, puisque ce volet sera développé dans le cadre de la plate-forme

³ Le forage le plus profond jamais réalisé est celui de la péninsule de Kola (Russie) d'une profondeur de 12 km, alors que la croûte continentale terrestre a une épaisseur moyenne de 30 km. Cet ouvrage a été réalisé dans un but scientifique.

géothermique de la Wallonie. De plus, le manque de données précises sur la connaissance du sous-sol de la Wallonie et sa complexité limite également le nombre de méthodes possibles. En effet, beaucoup de ces techniques se basent sur un ensemble de données plus avancées correspondant à une phase de pré-faisabilité ou de faisabilité décrite ci-dessus. Enfin, certaines méthodes peuvent être utilisées uniquement sur des réservoirs poreux et perméable (ex : grès), ce qui ne correspond pas à la vaste majorité du sous-sol profond de la Wallonie dominé par des réservoirs de fracturation.

Dans une première estimation des ressources et réserves géothermiques aux Etats-Unis, Muffler et Cataldi (1978) ont repris quatre grandes méthodes, celles :

- du flux de chaleur en surface ;
- du volume du réservoir géothermique ;
- de la fracture plane évaluant l'évolution de la température d'un fluide passant le long d'une faille ;
- du bilan de chaleur magmatique.

Plus récemment, Williams et al. (2008) ont réalisé une nouvelle évaluation des ressources et réserves pour la partie Ouest des Etats-Unis. L'avantage de leur approche est qu'elle peut s'appliquer à des zones où la ressource géothermique est inconnue. La méthode utilisée est principalement celle du volume, mais une série d'éléments ont été modifiés par rapport à la première approche, à savoir :

- la température minimale pour la production d'électricité est de 90°C pour la majorité des Etats-Unis, grâce notamment aux développements de centrale binaire. Auparavant une température de 150 °C était requise ;
- la profondeur maximale pouvant être atteinte pour la production géothermique est passée de 6 km, alors qu'elle n'était que de 3 km avant ;
- l'évaluation de la température des réservoirs est réalisés grâce à d'autres géothermomètres⁴ ;
- la méthode des facteurs de récupération de l'énergie a été réévaluée ;
- des évaluations indépendantes de la perméabilité des réservoirs sur base des modèles de réservoir, l'historique de la production et sur des tests de traçage.

La méthode du volume se base sur la chaleur qui peut être récupérée de l'énergie thermique disponible dans un réservoir uniformément poreux et perméable en incluant un facteur de récupération. Sur base de cette méthode, la non-connaissance d'un paramètre, souvent le volume du réservoir, est compensée par l'utilisation d'un paramètre équivalent provenant d'un autre champ géothermique développé dans un contexte géologique similaire. Même dans ces cas, il est nécessaire d'obtenir un minimum d'informations comme la température, les débits et la composition chimique des sources d'eau thermale.

17.3.1 Méthodes d'exploration

La réalisation de forages profonds est actuellement encore un processus très coûteux qui requiert une analyse précise avant sa réalisation. De plus, même si les forages permettent un accès à la

⁴ un géothermomètre se réfère à un élément, par exemple un minéral ou une analyse chimique de l'eau, qui permet de déterminer une température dans le sous-sol.

composition réelle du sous-sol et surtout un accès à la ressource géothermique, ils ne représentent souvent qu'une zone très restreinte d'investigation. La mauvaise implantation d'un forage peut donc conduire à un échec d'un projet de géothermie. Il est nécessaire de pouvoir optimiser la localisation des forages dans une zone où le maximum d'informations pourra être recueilli lors d'une campagne exploration et le maximum de la ressource dans le cadre du développement d'un champ géothermique. La minimisation du risque géologique passe par la réalisation d'une phase d'exploration la plus complète possible.

Dans une phase de pré-faisabilité (exploration), il est nécessaire de réaliser dans un sous-sol comme celui de la Wallonie une évaluation précise :

- de la structure du sous-sol et en particulier de la localisation des zones de fractures, ainsi que l'analyse du flux de chaleur ;
- de la caractérisation du comportement hydrogéologique, minéralogique et pétrophysique des zones fracturées ;
- de la composition géochimique des fluides géothermiques ;
- de l'orientation des contraintes tectoniques.

Chacun de ces volets va être présentés ci-dessous et reprenant les techniques les plus courantes. D'autres méthodes peuvent être envisagées au cas par cas.

17.3.2 Structure du sous-sol et flux de chaleur

L'analyse de la structure du sous-sol se réalise généralement en deux étapes : la première consiste en un levé géologique classique sur le terrain et à l'établissement d'une carte géologique ; la seconde étape correspond à l'utilisation de méthodes géophysiques afin d'étudier à plus grande profondeur les structures. Différentes méthodes géophysiques ont été développées notamment dans le cadre des programmes de prospection pour les hydrocarbures. Il s'agit de la sismique réflexion, des tomographies électrique et sismique. Grâce à ces techniques, une image de la distribution d'un paramètre physique (résistivité électrique, vitesse sismique) des formations géologiques et des fractures du sous-sol peut être obtenue.

Dans le cadre de la prospection géothermique, une autre méthode d'imagerie géophysique est souvent utilisée en complément des profils de sismique réflexion. Il s'agit de l'analyse magnétotellurique (MT) qui fournit une analyse des différences de résistivité du sous-sol. L'intérêt de cette approche réside en la détection de zones de très faible résistivité correspondant parfois à la présence de fluides géothermiques de haute salinité et de haute température⁵. Il s'agit d'une méthode passive basée sur les variations naturelles du champ magnétique terrestre comme source de l'analyse. Ces variations sont le résultat soit de vents solaires, soit de l'activité globale des orages (foudre). La technique est cependant sensible à différentes perturbations, comme par exemple la présence de lignes électriques (chemin de fer) et nécessite un traitement des données complexes, ainsi que l'utilisation de zones de référence où les perturbations sont moins importantes.

La Figure 29 illustre une application de la méthode magnétotellurique dans le site géothermique du Mt. Amiata en Italie. Ce profil de 12 km de long et de près de 5 km de profondeur montre des zones

⁵ La présence d'une couche géologique particulièrement peu résistive peut également être détectée (voir p.ex. Geiermann & Schill, 2010).

de résistivités différentes interprétées comme l'influence de flux de chaleur différents. Les zones de faibles résistivités (claires) sont associées aux forages géothermiques productifs, tandis que les puits non-productifs sont localisés dans la partie gauche du profil où les résistivités sont plus élevées (sombres).

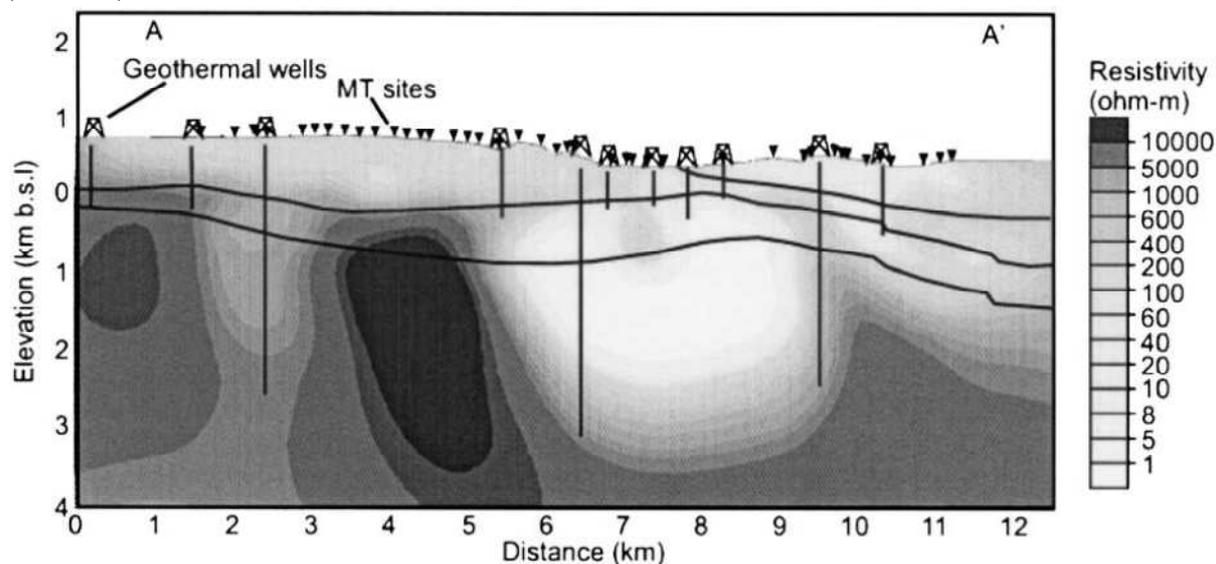


Figure 29 : Profil magnétotellurique près du Mt Amiata (Italie). Les traits verticaux correspondent aux forages réalisés dans ce champ géothermique (tiré de Volpi et al., 2003).

17.3.3 Etude en laboratoire des zones fracturées

La détection de la présence d'une zone fracturée lors de la reconnaissance du sous-sol par des méthodes géophysiques permet difficilement d'en prédire sa perméabilité. Il s'agit pourtant d'un paramètre critique pour la faisabilité d'une exploitation géothermique. Lors d'une étape avancée d'un programme d'exploration ou lors du développement d'un champ géothermique grâce à des forages, il est nécessaire de réaliser une évaluation réelle de la perméabilité de ces failles. Les tests peuvent être réalisés en partie dans le forage, mais également grâce à des analyses pétrophysiques sur les échantillons de carottes de forage. En fonction des résultats, l'ampleur de la stimulation, notamment grâce à la fracturation hydraulique ou son acidification, peut être mieux contrainte.

Contrairement à ce qui est encore largement répandu dans la communauté des géologues, les zones de failles ne correspondent pas toujours à des conduits hydrogéologiques et surtout dans le cas de réservoirs profonds. D'ailleurs certaines failles agissent comme de véritables barrières hydrogéologiques (Antonellini & Aydin, 1994 ; Anderson, 2006). Les variations de comportements (perméabilité) sont liés à différents phénomènes, comme le mécanisme de fracturation au sein de la faille, qui peut avoir induit par exemple une réduction significative de la taille des grains qui composent la roche. Les circulations de fluides après sa formation peuvent induire dans certains cas une cimentation par précipitation de minéraux. Majer et al. (2007) émettent l'hypothèse que seule les failles tectoniquement actives peuvent rester suffisamment perméables pour l'exploitation d'un réservoir géothermique de type fracturé. Cette hypothèse doit cependant être vérifiée à la lumière des contraintes tectoniques qui s'appliquent sur d'anciennes failles. Enfin, la présence de niveaux argileux lors de la formation de la faille peut entraîner un phénomène de « clay smear » (étalement d'argile) colmatant complètement ou partiellement ce conduit potentiel (Figure 30). Ce phénomène peut affecter aussi bien les failles actives ou passives.

La connaissance de l'histoire de la formation des failles et leur évolution pour une région donnée à travers l'analyse d'échantillons de forages est donc important afin de mieux contraindre la perméabilité des failles. Ces études comprennent classiquement des observations pétrographiques combinées avec analyses en laboratoire de la porosité-perméabilité, par exemple par la technique d'injections de mercure.

L'analyse de la composition minéralogique des zones faillées et surtout leur contenu en minéraux argileux permet d'évaluer la température de provenance des fluides géothermiques qui ont circulé ou qui circulent à travers la faille (Ji & Browne, 2000 ; Mas et al., 2006). Ces analyses minéralogiques peuvent donc servir dans ce cas de marqueurs d'une connexion éventuelle entre la faille et un réservoir géothermique profond.



Figure 30 : Exemple d'un phénomène de clay smear. Dans ce cas, l'étalement d'un horizon argileux (couche sombre) au sein de la faille peut entraîner une diminution significative de la perméabilité de la faille (tiré de Cuisiat & Skurtveit, 2010).

17.3.4 Composition géochimique de l'eau

Pour les zones où des mesures in-situ de la température ne peuvent pas être réalisées, Williams et al. (2008) suggère l'utilisation de géothermomètres comme approximation pour la détermination de la température du réservoir. Cette méthode se base sur l'hypothèse qu'il existe une relation entre la composition chimique ou isotopique des fluides géothermiques et le réservoir. Lors de la remontée vers la surface de ces eaux, celles-ci garderaient une signature chimique de ce passage dans le réservoir.

Différentes méthodes ont été développées, notamment sur base de la concentration en Na et Cl des eaux ou celle du triplet Na-K-Ca. Cependant plusieurs questions sont soulevées concernant l'influence du Ph de l'eau, ainsi que sur la dynamique des réactions entre l'eau et les réservoirs. En effet, la vitesse d'équilibre entre la composition de l'eau et la roche encaissante est fortement influencée par la température, hors les systèmes géothermiques sont dynamiques.

Dans la nouvelle évaluation de la ressource géothermique aux Etats-Unis, les géothermomètres basés sur la silice et sur des cations sont utilisés (Williams et al., 2008). Dans le cas du géothermomètre silice, il faut cependant prendre en compte qu'il existe en dessous de 180°C, deux formes de silice (polymorphes), à savoir la silice et la calcédoine.

Verma (2008) propose une application informatique, type-ActiveX, d'évaluation de la température d'un réservoir sur base de la concentration en SiO₂ de l'eau. Ce programme se base sur une série d'équations publiées reliant la température de l'eau et la solubilité de SiO₂ (Figure 31). Il existe un bon accord entre les différents auteurs jusqu'à une température de 330°C. Au-dessus de cette valeur, les différentes courbes se séparent et une évaluation grossière et a-priori de la température du réservoir (supérieure ou inférieure à 330 °C) doit être connue afin de résoudre l'équation formulée par Verma (2003a).

L'autre géothermomètre récemment utilisé par l'USGS se base sur la concentration de différents cations (Na-K-Ca-Mg) et sur les courbes d'équilibre de différents minéraux. La technique s'est affinée au cours du temps, puisque les premières formulations ne prenaient pas en compte le Mg. Pourtant il ressort qualitativement que les eaux géothermiques comprenant de faibles concentrations en Mg²⁺ sont un signe d'un réservoir de température élevée (>175 °C, Fournier, et Potter II, 1979). En 2002, Can a publié un article améliorant encore la formulation du géothermomètre Na/K pour une gamme de températures entre 94 et 345°C.

D'autres géothermomètres sont présentés dans la littérature, cependant ils font appel à des équilibres entre des minéraux spécifiques et donc ne peuvent être utilisés que dans des cas précis, comme lors de la présence d'un massif rocheux particulier. Enfin, remarquons que dans de nombreux cas, l'eau analysée est considérée comme provenant directement du réservoir géothermique. Le mélange avec des eaux météoriques infiltrées risque de masquer la détection d'un réservoir géothermique, cependant même dans ce cas, il s'agit d'un indice important indiquant une communication peut-être trop importante entre le réservoir et la surface. Pour le sous-sol wallon, il sera nécessaire d'envisager une analyse de la composition des eaux des piézomètres et surtout de comparer ces résultats avec la chimie des eaux rencontrées lors des forages profonds réalisés par le Service Géologique de Belgique.

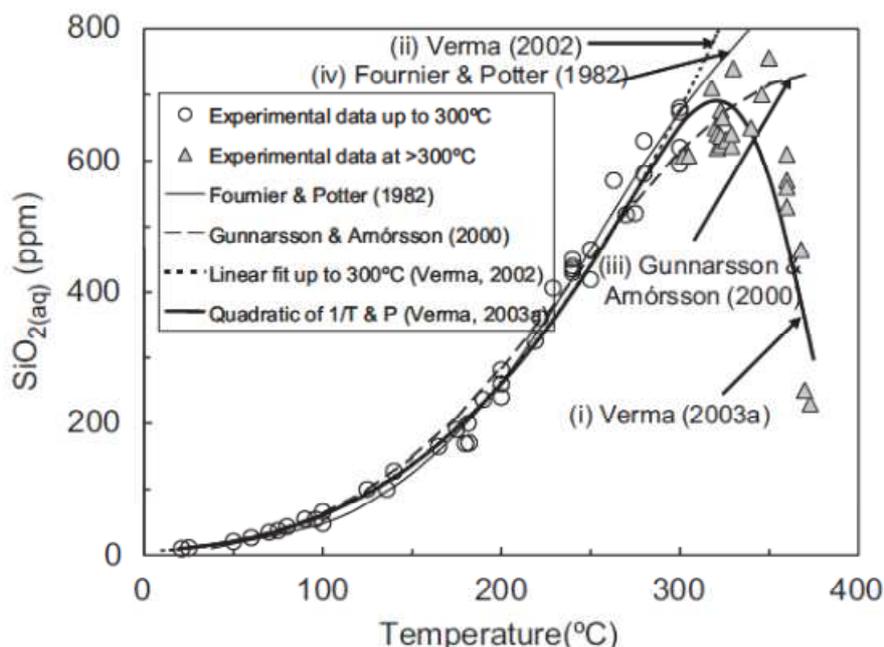


Figure 31: Différentes courbes de la solubilité du quartz en fonction de la température. Les différents points correspondent aux valeurs mesurées expérimentalement le long de la courbe liquide-vapeur (tiré de Verma, 2008).

17.3.5 Détermination du champ de contraintes tectoniques actuelles

Les directions préférentielles de perméabilité d'un massif rocheux, ainsi que le comportement mécanique du réservoir lorsque celui-ci est fracturé artificiellement, est fortement influencé par le champ de contraintes tectoniques actuelles. Celles-ci contrôlent à la fois la possibilité pour une fracture de glisser ou de s'ouvrir en laissant passer les fluides et éventuellement la création de nouvelles fractures. La pression de fluide au sein du massif rocheux intervient également dans le comportement de ce dernier. La connaissance de l'orientation des contraintes, ainsi que la différence entre elles sont donc des paramètres clés afin de déterminer quelles fractures vont glisser, lesquels resteront immobiles et l'orientation des éventuelles nouvelles fractures. L'orientation des contraintes tectoniques a donc une grande importance sur le développement de la perméabilité d'un réservoir géothermique par sa stimulation et sur la sismicité induite par les activités de développement ou d'exploitation de la ressource. Tous ces processus sont clairement étudiés par la mécanique des roches et en tectonophysique.

Même si les contraintes tectoniques sont importantes, il est souvent difficile de les déterminer par une simple observation. Deux grandes techniques permettent cependant de déterminer soit l'orientation des contraintes et l'autre la différence d'amplitude en les contraintes.

La première technique, nommée solution des mécanismes au foyer, est dérivée de l'analyse des séismogrammes, puisque ceux-ci montrent des caractéristiques différentes en fonction de la position des stations ayant enregistré un séisme. Sur base de ces données, il est possible de déterminer le type de mouvement (faille normale, chevauchement, décrochement) responsable du séisme et donc l'orientation des contraintes. La Figure 32 reprend la localisation des séismes dans l'avant-pays alpin et donc y compris le sous-sol wallon, ainsi que la solution de mécanismes au foyer. Dans l'Est de la Belgique et l'Ouest de l'Allemagne, deux grands types de mouvements ont été déterminés, à savoir des mouvements extensifs liés à l'activité du graben du Rhin et des mouvements décrochants, notamment lors du tremblement de terre de Liège en 1983.

L'autre grande technique se réalise dans des forages profonds grâce à différentes techniques. La méthode la plus connue est celle de la fracturation hydraulique. L'enregistrement de la pression à laquelle la rupture de la roche a lieu donne des informations sur l'une des contraintes principales. Cette valeur combinée avec d'autres mesures comme l'évolution de la densité en fonction de la profondeur, ainsi que l'imagerie des fractures induites permet de déterminer l'ampleur des contraintes, ainsi que leur orientation. La Figure 33 présente un exemple d'images déployées de la surface du forage après un test de rupture en puits ouvert, non revêtu d'un tubage. Les zones fracturées correspondent aux bandes plus sombres de l'image de gauche. Ces images doivent être évidemment comparées avec celles acquises avant le test afin d'évaluer la présence éventuelle de fractures préexistantes.

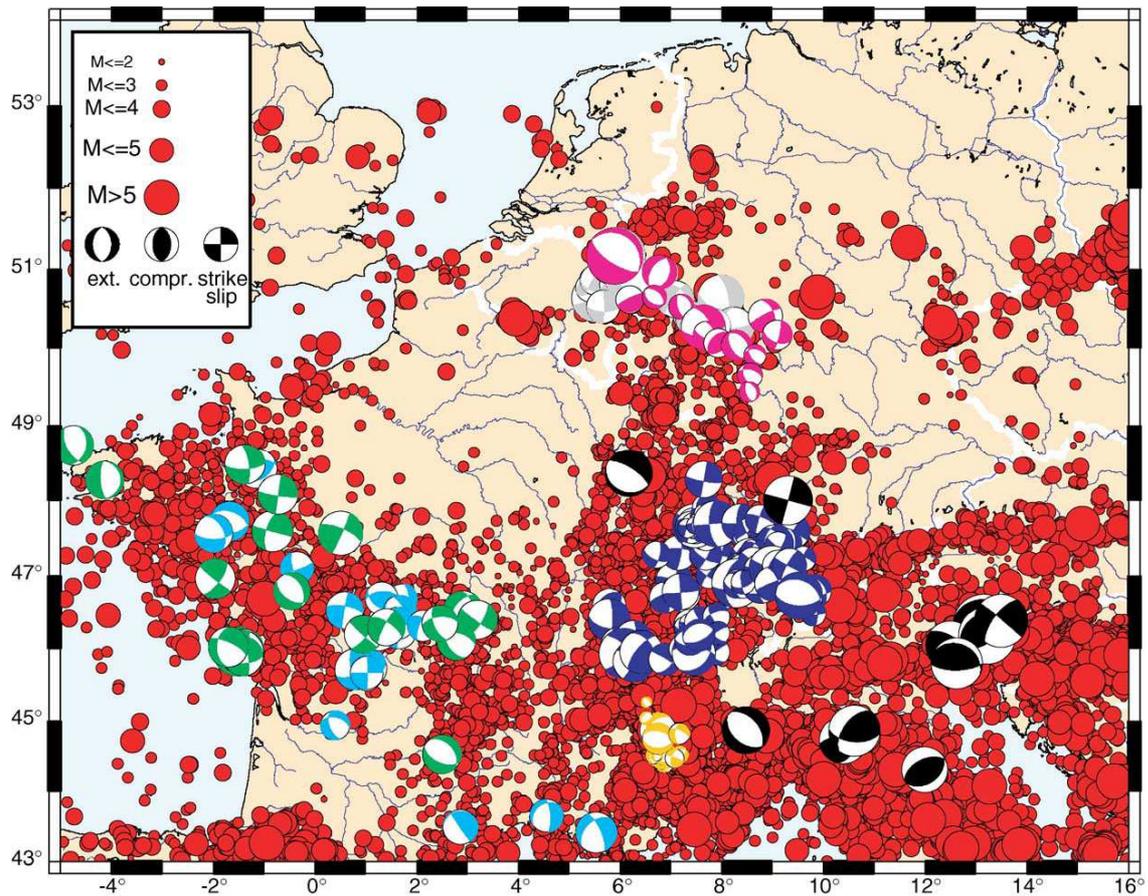


Figure 32: Foyer des séismes et solution des mécanismes au foyer dans l'avant-pays alpin. Mouvement en extension (ext.), en chevauchement (compr.) et en décrochement (strike-slip). (Tiré de Cloetingh et al., 2006).

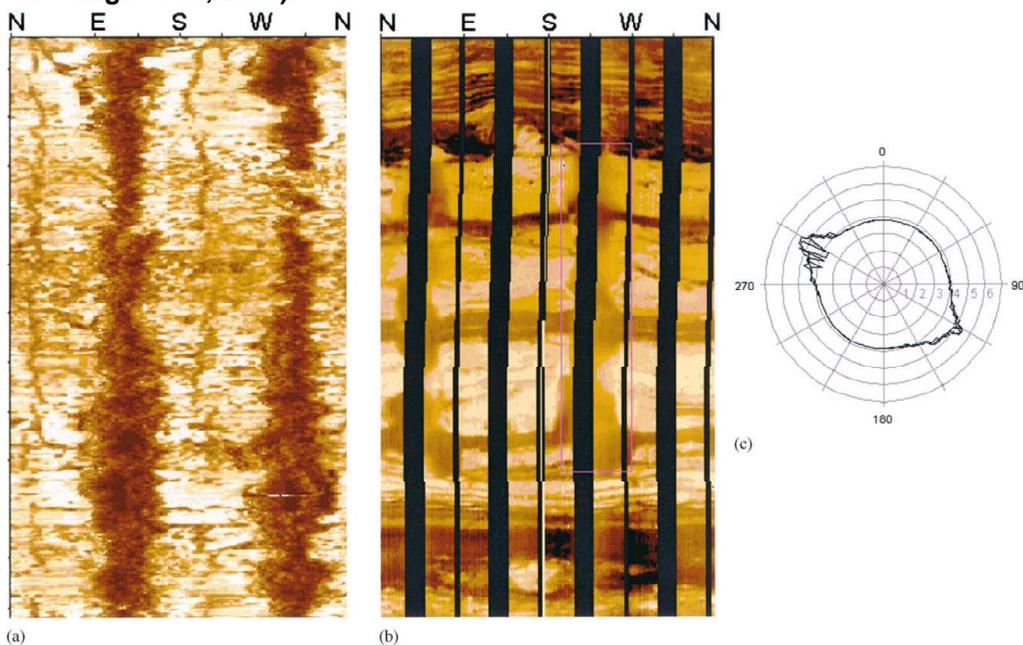


Figure 33: Image déployée de la surface à l'intérieur d'un forage. a) image ultrasonique ; b) image électrique ; c) coupe à travers le forage montrant la localisation de la zone ayant rompue. N, E, S & W correspondent aux points cardinaux afin d'orienter la fracture (tiré de Zoback et al., 2003)

17.4 DE LA PHASE DE PRÉ-FAISABILITÉ À LA FAISABILITÉ

Lors de la phase de pré-faisabilité correspondant à des campagnes d'exploration, différents sites potentiels en vue d'une exploitation de la ressource géothermique seront analysés et testés. Au cours de cette phase, plusieurs sites seront éliminés par manque d'indices probants et seuls les sites les plus prometteurs seront sélectionnés en vue d'une analyse plus avancée comprenant des forages profonds, non plus d'exploration, mais en vue d'une exploitation. Les techniques d'exploration présentées avant (prospection géophysique, pétrophysique des zones fracturées, composition de l'eau provenant des fractures et détermination du champ de contraintes tectoniques) sont souvent encore réalisées et affinées lors de la phase de faisabilité en fonction de l'avancement des travaux de forages.

En parallèle des travaux de forages et les études d'exploration associées, il est nécessaire de mettre en place les réseaux de surveillance afin de surveiller l'impact des différentes activités de développement d'un champ géothermique. Idéalement, la mise en place de ces réseaux de surveillance devrait avoir lieu avant le début des travaux de forages afin d'obtenir des données de référence avant toute perturbation du sous-sol. Par exemple, il existe des mouvements naturels du sol liés aux fluctuations de la profondeur de la nappe aquifère. Il est donc important de bien évaluer ces mouvements potentiels avant le développement de la ressource pour éviter d'attribuer erronément ces changements aux activités de recherche et de développement d'une ressource géothermique.

17.5 SUIVI SISMOLOGIQUE

17.5.1 Introduction

De nombreuses activités humaines ont un impact direct sur le sous-sol et l'une des formes les plus marquante est la propagation d'ondes sismiques induites (Myer & Daley, 2011). L'origine de ces événements peut être directement reliée à une activité humaine comme par exemple lors d'un tir de mines dans une carrière, une mine (ex : Gibbons et al., 2005), un tunnel ou bien encore lors de tests militaires, comme par exemple lors d'essais nucléaires⁶. L'origine peut être également indirecte, suite aux activités d'injection/de pompages de fluides dans un réservoir géothermique ou de pétrolier (ex : Majer et al., 2007), de variations importantes de nappes aquifères (ex : Bollinger et al., 2010) ou lors d'une mise en charge importante de la surface du sol comme lors de construction d'un barrage et le remplissage d'un lac de retenue (ex : Long, 1974 ; Gahalaut et al., 2007 ; Haggag et al., 2009). Dans tous ces cas, il s'agit d'une origine anthropique qui contraste avec la forme la plus connue par le grand public de sismicité naturelle que sont les tremblements de terre induits par des mouvements le long de failles (tectonique des plaques).

⁶ Dernier essai souterrain en date a eu lieu en Corée du Nord (voir Huang, 2008).

L'une des opérations de base réalisée en sismologie est la localisation des différents phénomènes sismiques grâce à la mise en place de réseaux de capteurs sismiques. L'intérêt évident de cette localisation lors de tremblements de terre naturels est de déterminer l'endroit ayant subi les plus fortes secousses afin d'y envoyer, le cas échéant, les services de secours ou de prévenir le risque d'un tsunami. Un autre intérêt de déterminer précisément le foyer des séismes est d'identifier la faille responsable d'un séisme. L'étude par après des dimensions de cette faille active permet de mieux évaluer l'ampleur des phénomènes sismiques qui peuvent lui être associée. Il s'ensuit la nécessité de revoir éventuellement les normes de construction dans cette région⁷. Dans le cadre des projets de géothermie profonde, le développement de réseaux sismologiques a plusieurs intérêts. En effet, ils permettent:

1. de mieux évaluer l'impact et la propagation des injections d'eau sur le réservoir géothermique lors du développement ou de l'exploitation d'un site géothermique. Cette approche est réalisée en parallèle avec le monitoring des mouvements de sol (cf. §17.6);
2. d'évaluer si un phénomène sismique plus important se situe à proximité d'un champ géothermique ou bien doit être relié à un phénomène naturel distant ;
3. d'éventuellement modifier la conduite du chantier géothermique afin d'essayer de réduire l'impact des phénomènes sismiques en surface.

A côté de l'utilisation pour la localisation des phénomènes sismiques, l'analyse précise des signaux sismiques permet également de déterminer l'orientation des contraintes tectoniques dans une région et par conséquent de mieux prédire la direction préférentielle de formation des fractures induites lors de la stimulation d'un réservoir géothermique.

Dans ce chapitre, les mécanismes à la base de la sismicité induite en géothermie sont revus, ensuite la manière avec laquelle les réseaux de surveillance sismique devraient être développés et gérés est analysée d'un point de vue technique et pratique. Les coûts d'installation et d'opération des réseaux sismiques sont lourds et se justifient pour les projets de grandes dimensions comme les EGS où la fracturation est importante et les changements de pression sont nombreux. Les éléments présentés dans ce chapitre sont donc orientés vers ce type de projets et concernent moins ceux de taille plus modeste. Enfin, une analyse des réseaux existants pour des champs géothermiques est présentée, ainsi que l'utilisation des réseaux sismiques comme outil de gestion et de prise de décision lors de « crise » sismique induite ou naturelle.

17.5.2 Mécanismes à la base de la sismicité induite en géothermie

La sismicité dans un réservoir géothermique est liée à deux phénomènes principaux: l'un est associé à des glissements sur des fractures existantes et l'autre résulte de la création de nouvelles fractures. D'une manière plus détaillée, l'expérience acquise dans différents champs géothermiques et plus particulièrement ceux du type EGS a permis de mettre en évidence 3 grands activités responsables de la sismicité induite : i) lors de la fracturation hydraulique des roches, ii) lors de l'injection de grandes quantités d'eau à une pression sous-hydrostatique et iii) lors d'injections d'acides visant à augmenter la perméabilité du réservoir.

⁷ Celles-ci sont en cours d'adaptation dans le cadre de l'Eurocode 8 – Seismic Design of Buildings (<http://eurocodes.jrc.ec.europa.eu/showpage.php?id=335>)

Les mécanismes à la base de cette sismicité induite ont été détaillés par Majer et al. (2007), il s'agit de:

- l'augmentation de la pression de pores a pour effet de réduire la friction statique et donc peut induire en présence de contraintes déviatoriques le glissement sur une fracture existante ;
- la diminution de la température suite à l'injection de fluides plus froids que l'encaissant conduit à une contraction des surfaces fracturées. Dans certains cas, de nouvelles fractures peuvent être également créées ;
- les changements de volumes du réservoir géothermique suite aux pompages ou aux injections de fluides induisent également un stress au sein des roches encaissantes ;
- l'altération géochimique des roches encaissantes en contact avec des fluides injectés conduit à des modifications du coefficient de friction des fractures.

17.5.3 Développement de réseaux sismologiques

Les phénomènes sismiques liés à la géothermie profonde peuvent être séparés en deux groupes : l'un correspond aux microséismes enregistrés en grand nombre à proximité des puits d'injection d'eau et l'autre est lié à des séismes dont la magnitude est plus élevée souvent localisés en bordure des champs géothermiques. Un double réseau de surveillance sismique est donc souvent nécessaire : l'un situé à proximité des puits d'injection afin de localiser le plus précisément possible les microséismes et l'autre plus éloigné afin de surveiller l'impact des activités d'un champ géothermique à distance. La localisation des microséismes a relativement peu d'utilité en termes de risques puisqu'ils n'entraînent pas de dégâts et ne sont pas en principe ressentis par la population. Par contre, la localisation de ces événements est surtout importante pour la conduite correcte du chantier géothermique et surtout l'évaluation de l'impact des différentes injections de fluides ou d'acides. Le réseau local ou régional doit servir à la localisation d'événements plus importants afin de mieux évaluer l'origine naturelle ou induite d'un séisme plus important.

Le type de capteurs choisis dépendra également du réseau et du type de mesures qui doivent être réalisées, notamment en terme de gamme de fréquences enregistrées (cf. Tableau 18). Le réseau de proximité d'un champ géothermique est proche de celui utilisé pour localiser les séismes associés à une mine (cf. Tableau 18) et comprend des géophones et des accéléromètres. Le réseau régional à local reprend également des géophones, des accéléromètres et des capteurs courte période (SP : Short Period).

Tableau 18 : Différents types de réseaux sismologiques avec les capteurs associés. SP: Short Period, LP: Long Period, BB: Broad Band (tiré de Havskow, J. & Alguacil, G., 2010). Les gammes de fréquences sont exprimés en Hertz

Type of network/purpose	Distance, km	Frequency range, typical and extreme	Sensor
Mining earthquakes	10	5-2000	Geophone, accelerometer
Dam induced seismicity	50-100	0.1-100	Geophone, SP, accelerometer
Volcano monitoring	30	0.1-50	Geophone, SP, BB
Strong motion monitoring	1000	0-100	Accelerometer
Local seismicity	100	0.1-100	Geophone, SP, accelerometer
Regional seismicity	1000	0.01-50	All types
Global seismicity	All	0.0001-20	All types, depends on specific purpose
Refraction surveys	2000	1-20	SP, geophone
Global earth structure	All	All	BB,
Test Ban Treaty monitoring	All	All	SP, BB

17.5.4 Mise en place des réseaux sismologiques

La mise en place d'un réseau de capteurs sismiques est un processus coûteux qui requiert une approche réfléchie. Il arrive encore cependant que l'implantation se fasse de manière arbitraire, ce qui conduit souvent par la suite à une réévaluation du réseau et aux déplacements de certaines stations ce qui augmente le coût de maintenance du réseau et surtout qui induit la perte d'informations importantes.

Selon Kijko & Sciocatti (1995), l'implantation optimale d'un réseau sismique est celui qui donnera la meilleure précision possible des paramètres des hypocentres des séismes. La précision de cette localisation est contrôlée par les erreurs liées aux mesures d'arrivée des ondes P et S et par le modèle des vitesses du milieu situé entre la source des ondes et les récepteurs. Différentes méthodes mathématiques ont été développées afin d'optimiser cette implantation des capteurs, notamment par la méthode Monte-Carlo en prenant en compte ou non les équations de propagations des ondes sismiques. Selon les différents développements, les méthodes sont valables en 2D ou en 3D. Kijko & Sciocatti (1995) proposent une méthode généralisée en 3D basée sur une méthode statistique dite de l'expérience optimale. Cette approche permet d'améliorer de manière significative la localisation des hypocentres par rapport à une implantation plus arbitraire.

La mise en place d'un réseau ne dépend pas seulement d'une approche mathématique, d'autres éléments, souvent d'ordre pratiques, sont à prendre en considération, comme par exemple la localisation du site d'implantation hors zones de bruits intenses comme une route avec un trafic routier important. Notons que la méthode statistique de Kijko & Sciocatti permet de trouver la meilleure combinaison possible parmi un ensemble de sites potentiels pour l'implantation des capteurs.

Les autres éléments pratiques de mise en place d'un réseau sont clairement décrits dans différents ouvrages (ex : Havskow & Alguacil, 2010 ; van Eck et al., 2011), citons parmi ceux-ci :

- le choix entre les différents types de détecteurs doit s'effectuer en fonction du type de mesures (déplacements, vitesses ou accélérations) à effectuer, de l'ampleur des mouvements à détecter, ainsi que la gamme de fréquences qui doit être enregistrée ;
- les considérations pratiques de l'implantation d'une station comprennent l'apport électrique (réseau, panneaux solaires), les moyens de télécommunication, le bruit, la sécurité du site contre le vandalisme, l'accès, les conditions météorologiques, le relief et la composition du sous-sol ;
- l'organisation générale du réseau comprend deux formes de réseaux l'un dit physique, généralement à une échelle locale, où les capteurs détectent les mouvements du sol et les envoient en temps réel à un système d'enregistrement et l'autre réseau, dit virtuel, enregistre les signaux détectés et peut détecter les événements sismiques et envoyer les enregistrements vers un centre de traitement ou un observatoire ;
- les opérations pratiques (maintenance) à réaliser sur le réseau ;
- l'archivage des données.

17.5.5 Exemples de réseaux sismiques

La Figure 34 reprend une carte de localisation des stations sismiques à proximité du champ géothermique The Geysers, en Californie. Trois réseaux différents sont en place et sont gérés par différents organismes, mais l'historique des différentes stations est plus complexe, puisque certaines stations ont été installées temporairement afin de conduire des analyses détaillées du réservoir (Ross et al., 1999). L'un des réseaux permanents (North California Seismic Network – NCSN), géré par le Service géologique américain (USGS), comprenait 8 stations en 1999. Le réseau CALPINE est géré par la société Calpine Corporation, qui exploite le champ géothermique The Geysers. Enfin, le Lawrence Berkeley National Laboratory traite les données enregistrées par le réseau LBNL. Chacun de ces réseaux a ses spécificités en termes de capteurs et de moyens de télécommunication. Les stations du réseau NCSN sont souvent plus éloignées du champ et permettent de localiser les événements sismiques plus importants ($M > 0.5$), alors que d'autres réseaux détectent des séismes de magnitude supérieure à 0.2 (Ross et al., 1999).

L'utilisation d'au moins deux réseaux sismiques offre l'avantage de détecter des événements différents : les microséismes à proximité des puits d'injection et les séismes plus importants par les stations régionales. Dans le cas de site The Geysers, la gestion du réseau de proximité est réalisée par l'opérateur géothermique et les informations acquises lui permettent de mieux comprendre les réactions du réservoir. Les événements plus importants sont détectés par un organisme d'état indépendant de l'opérateur.

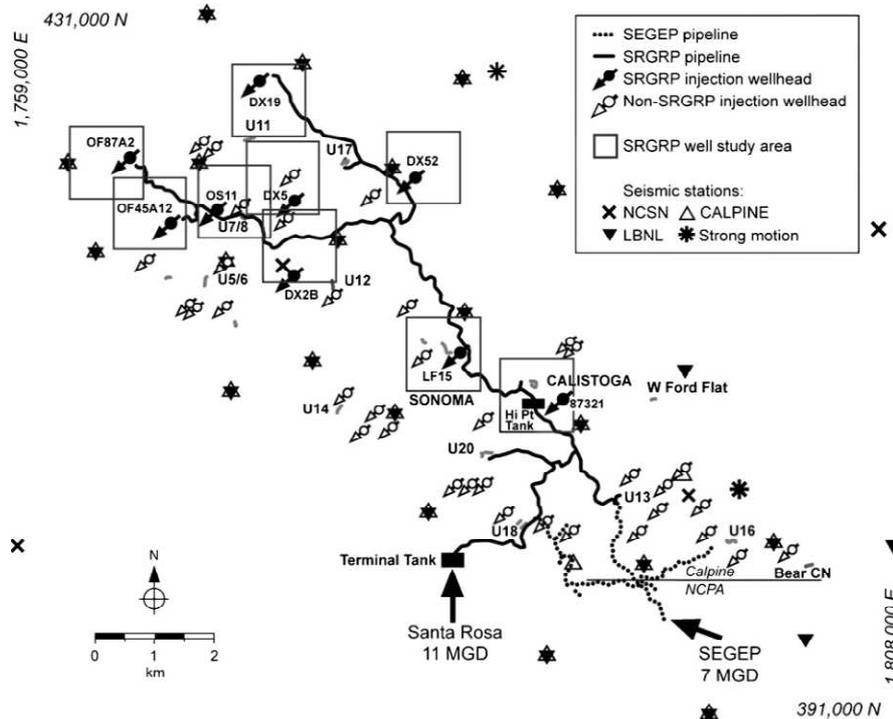


Figure 34: Plan de localisation des stations sismiques pour le champ géothermique The Geysers en Californie (tiré de Majer et al., 2007)

Un autre avantage de l'utilisation d'au moins deux réseaux sismiques distincts est la possibilité de détecter certains événements même lors d'une panne ou d'une maintenance de l'autre réseau. La détection de certains événements plus importants peut également dans certains cas induire une saturation des détecteurs (Majer et al., 2007). Ces événements doivent donc être enregistrés et localisés par le réseau sismique régional plus éloigné.

17.5.6 Réseaux sismiques : outil d'aide à la décision

La sismicité induite lors de la stimulation d'un réservoir géothermique ne peut pas induire de dégâts aux constructions et infrastructures voisines du site sélectionné. Il est cependant difficile de fixer des limites à ne pas franchir. Par ailleurs, la répétition d'évènements sismiques même ceux n'entraînant pas de dégâts peut s'avérer stressante pour les populations locales. A contrario, la sismicité induite est le signe du développement de la perméabilité du réservoir géothermique. La manière de réagir pour l'opérateur lors des injections doit s'appuyer sur des critères clairs.

Dans le cas du champ géothermique Berlin (Salvador), une méthode, dite de 'traffic lights', a été développée afin de fournir aux opérateurs un outil d'aide à la décision de surveillance de la sismicité induite et de contrôle sur le programme des injections (Figure 35). Les paramètres utilisés sont relativement simples à mesurer à partir des enregistrements sismiques, c'est-à-dire qu'ils ne se basent pas sur des critères subjectifs. Il s'agit de la PGV – Particule Ground Velocity et d'une magnitude équivalente dérivée de la PGV. Les événements cumulés sont reportés dans un graphique qui se compose de 3 zones : un verte correspondant à une microsismicité non perçue par la population ou à un taux de très faible récurrence ; la zone orange ("amber") où la sismicité induite serait clairement ressentie, mais qui n'induirait pas ou de très faibles dégâts ; la zone rouge correspond à sismicité où des dégâts seraient occasionnés aux constructions. Dans la zone orange, l'opérateur devrait modifier son programme d'injections. Remarquons que la limite entre la zone

rouge et orange a été définie pour ce projet sur base de la résistance des constructions fragiles du Salvador souvent composées de briques séchées au soleil.

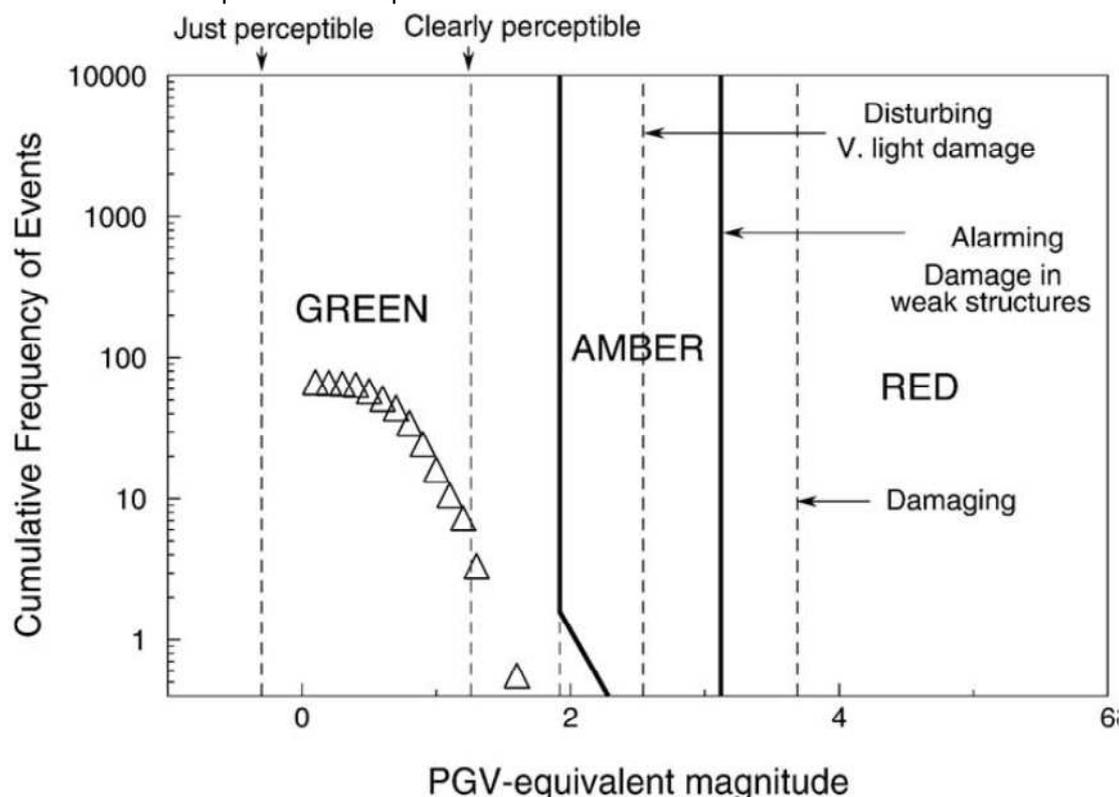


Figure 35: Traffic lights du suivi sismique d'un chantier géothermique au Salvador (tiré de Bommer, 2006)

La mise en place d'une telle méthode lors des projets de géothermie profonde en Wallonie serait certainement un élément important pour minimiser le risque de sismicité induite. Ce système de contrôle devrait cependant être adapté aux spécificités des infrastructures et du type de constructions en Wallonie. De plus, certaines leçons acquises suite aux problèmes rencontrés lors du projet EGS de Bâle devraient être prises en compte, notamment sur les mécanismes à la base de la sismicité suivant l'arrêt des injections qui remet en cause l'utilisation de ce système de « traffic lights » (Håring et al., 2008). Ces leçons sont actuellement étudiées à travers le projet européen GEISER-FP7 ("Geothermal Engineering Integrating Mitigation of Induced Seismicity in Reservoirs")⁸. Un suivi des résultats de ce projet est donc indispensable à l'avenir.

17.6 SURVEILLANCE DES MOUVEMENTS DE SOLS INDUITS

La production d'eau chaude ou de vapeur à partir d'un réservoir géothermique induit localement une modification de la pression de fluide et le développement d'un gradient hydrologique. Cette diminution de pression et surtout le volume de fluides extrait peut induire un phénomène de subsidence. Ce phénomène peut prendre une ampleur importante si ce fluide n'est pas réinjecté. Ainsi en Nouvelle-Zélande entre 1950 et 1997, la production d'électricité du champ géothermique de

⁸ www.geiser-fp7.eu

Wairakei (zone volcanique de Taupo) sans réinjection a conduit à un taux de subsidence variant de 480mm/an jusqu'à 220 mm/an avec une subsidence maximale de 14 m à proximité du puits de production (Allis, 2000; Hole et al., 2007). Ce cas extrême s'explique par la compaction de sédiments meubles à faible profondeur, mais la subsidence continue malgré la mitigation entreprise dans les années 1980 afin de diminuer la perte de pression. Cette subsidence a induit des fissures dans le sol et des dégâts à des infrastructures (routes, pipelines, ...). Des phénomènes de soulèvement du sol ont été également enregistrés comme par exemple pour le champ géothermique de Brady au Nevada (Oppliger et al., 2006).

Il existe différentes techniques afin de réaliser les études du mouvement du sol induit par les activités liées à l'exploitation des réservoirs géothermiques. Le choix de la ou des méthode(s) est lié à la fois à la taille du champ géothermique et à l'occupation du sol (rural ou urbain). Actuellement, les deux méthodes les plus souvent citées sont le nivellement géodésique traditionnel et l'interférométrie radar par satellites. Les nivellements géodésiques consistent en une localisation précise et régulièrement renouveler de bornes ou de points de références afin de détecter des mouvements relatifs. Ces relevés sont généralement réalisés sur une base annuelle ou pluriannuelle. L'interférométrie radar par satellites permet d'obtenir également des mouvements relatifs par rapport à une situation de référence des déplacements de réflecteurs (toit, hangar, ...). Cette technique offre l'avantage d'être relativement peu coûteuse et de couvrir de grandes zones. En zone rurale, le manque de réflecteurs est souvent une limite à son utilisation sauf si des réflecteurs spécifiques sont mis en place. L'espacement entre les mesures peut être très variable selon les régions de la Terre puisque l'acquisition d'images par les satellites n'est pas réalisée en continu (cf. <http://earth.eo.esa.int/Sarplan/>).

L'utilisation de stations GPS permanentes offre l'avantage d'un enregistrement en continu des déformations du sol et d'un positionnement absolu (Chen et al., 2000). Cependant, cette technique semble encore peu répandue lors du suivi des chantiers géothermiques suite au coût d'acquisition et d'installation d'un tel équipement ~10 à 20 k€ (9). Souvent un nombre très limité de stations GPS est installé à proximité des sites d'exploitation géothermique. De plus, les stations GPS sont installées en surface et sont donc influencées par les variations thermiques et les marées terrestres. Les petites variations de la surface de sol peuvent donc être masquées par ces phénomènes.

Tableau 19: Avantages et inconvénients des techniques de surveillance des mouvements de sol

Technique	Avantages	Inconvénients
Nivellement géodésique	Simple à mettre en place	Mesures discontinues (annuel, bi-annuel) Souvent peu de points de mesures
PSInSAR	Nombreux points de mesures Grande surface couverte Relativement bon marché	Difficile à mettre en place en milieu rural, sauf installation de réflecteurs Peu de contrôle sur le moment d'acquisition des images
Stations GPS	Simple à mettre en place	Coût encore élevé, nombre

9

<http://facility.unavco.org/kb/questions/55/Permanent+GNSS%7B47%7D+GPS+Station+Planning%3A+Technology,+Equipment,+Costs>

	Mesure en continu des déformations du sol	limité de stations Influence température de surface et marées terrestres
Inclinomètres	Très haute précision (nanoradians) Mesure en direct des déformations du réservoir	Nécessité de petits sondages pour installation en dehors des variations de température

17.7 SURVEILLANCE DE LA COMPOSITION CHIMIQUE DES EAUX

La composition géochimique et les paramètres physiques (T°, Ph, Conductivité électrique) des fluides géothermiques diffèrent généralement de manière significative des eaux de surface et des aquifères superficiels. Ces derniers sont influencés par l'infiltration d'eau météoritique, alors que les fluides géothermiques proviennent souvent d'un mélange entre de l'eau météoritique, des saumures liées par exemple à du volcanisme en profondeur ayant des temps de résidence millénaire dans les aquifères géothermiques et/ou des infiltrations d'eau de mer (ex: Hole et al., 2007; Dotsika et al., 2010).

La composition chimique de l'eau de production est également fortement influencée par les lithologies rencontrées par les différents fluides qui composent le mélange. Il en résulte que l'eau extraite des réservoirs géothermiques est très saline et corrosive; le Ph est souvent différent de 7 et la conductivité électrique élevée. Des éléments toxiques à la fois pour la santé humaine ou les plantes comme As, B, Cl, F, Hg, H₂S, Li & Sb sont parfois rencontrés en grande quantité dans ces fluides (surtout en régions volcaniques). La présence en grandes quantités d'éléments ou de molécules comme Na, SO₄, SiO₂ rendent également l'eau de production néfaste pour l'environnement. Il en ressort une nécessité de réinjecter ces fluides dans le sous-sol. Ce processus est cependant coûteux et demande une analyse précise de la localisation des puits de réinjection. En contrepartie, les réinjections offrent d'autres avantages qui seront énumérés par après.

Lors de l'exploitation d'un réservoir géothermique, l'extraction de fluides vers la surface ainsi que leur réinjection par après dans le sous-sol ne peuvent pas induire une contamination des eaux de surface ou des aquifères superficiels. Même si ce point semble évident en pratique le problème est techniquement complexe. En effet, l'extraction des fluides géothermiques peut entraîner une modification des flux par exemple à proximité d'une faille qui, le cas échéant, peut servir de conduit entre des aquifères, par ailleurs il est nécessaire que les réinjections se réalisent dans le réservoir géothermique sans perte/décharge dans les autres aquifères. La Figure 36 montre un exemple de contamination d'un aquifère de surface en Turquie lors de la réinjection de fluides géothermiques. Dans ce cas, le pompage intensif dans un aquifère superficiel a également contribué en conjonction avec le pompage de fluides géothermiques dans une faille à un drainage rapide d'éléments toxiques.

Il est nécessaire de clairement analyser à l'aide de modélisations hydrogéologiques l'impact à la fois des captages et des réinjections. Ces modélisations doivent prendre en compte les paramètres hydrogéologiques réalistes des réservoirs (aquifères), des aquicludes/aquitards et des zones fracturées présentes dans un site donné. Une étude précise de la composition géochimique et des paramètres physiques des eaux de surface et des aquifères superficiels avant toute exploitation d'un réservoir géothermique doit servir de référence pour le contrôle à long terme des éventuelles contaminations. Ces analyses sont d'autant plus importantes dans des aquifères fracturés comme en Wallonie.

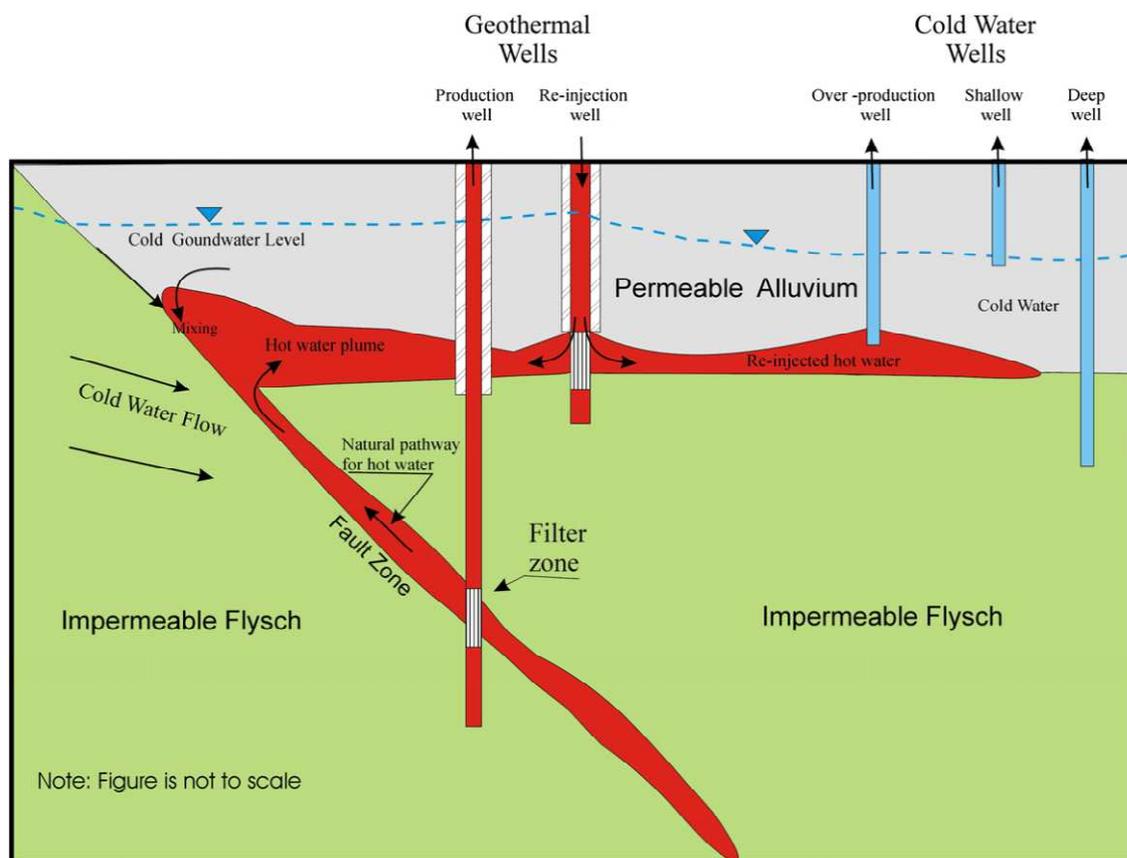


Figure 36: Modèle de la contamination d'un aquifère superficiel suite à l'exploitation géothermique d'une zone de faille. Exemple provenant du champ géothermique de Balcova près d'Izmir en Turquie (tiré de Aksoy et al., 2009)

Le suivi régulier de la composition des eaux de surface et des aquifères superficiels est également nécessaire pendant la durée de vie du site géothermique afin d'étudier l'évolution de la production et des réinjections. Ces modifications peuvent être dues à une infiltration lente des fluides géothermiques dans d'autres formations géologiques par le biais par exemple d'une zone fracturée. Une autre source potentielle de contamination est liée à la corrosion des tubages comme à Balcova en Turquie (Aksoy et al., 2009) ou à une rupture du tubage suite à une mise sous contraintes de celui-ci comme à Soultz-sous-Forêts (Portier et al., 2009) ou dans le site géothermique de Mak-Ban (Bulalo) aux Philippines (Abrigo et al., 2004). Dans ces deux derniers cas, ces ruptures n'ont pas entraîné, à notre connaissance, une contamination des aquifères superficiels, mais plutôt à une perte de productivité à Soultz-sous-Forêts et à une infiltration d'eau météoritique dans le réservoir géothermique à Mak-Ban. Ces exemples servent à faire prendre conscience que les fuites dans les tubages existent, ce qui nécessite une surveillance régulière de la composition des eaux de surface, des aquifères superficiels (réseau de piézomètres) et de l'eau de production des sites géothermiques, ainsi qu'une inspection des installations.

17.8 DISCUSSION: UNE APPROCHE SCIENTIFIQUE GÉNÉRIQUE

L'exploitation durable et raisonnée d'un réservoir géothermique est complexe par la nature même du sous-sol, dont la connaissance est souvent limitée et dont les réactions sont parfois difficiles à anticiper. Le risque géologique de ne pas trouver une ressource ou de mal l'évaluer est élevé et la mitigation de celui-ci doit donc s'appuyer à la fois sur une expertise géologique importante et sur un

ensemble le plus complet possible de données de qualité. En parallèle de cette approche scientifique, l'évaluation du risque financier doit être réalisée. Ce dernier point n'est pas développé ici puisqu'il fait l'objet d'autres chapitres de ce rapport. Rappelons cependant comme clairement indiqué dans le diagramme de McKelvey (cf. Figure 28), l'augmentation de l'assurance (connaissance) géologique augmente la faisabilité économique d'un projet de géothermie profonde.

Il est difficile de fournir un modèle général du suivi scientifique du développement d'une ressource géothermique valable dans tous les cas, puisque chaque site d'exploitation de cette énergie est unique. De plus, comme le développement de cette énergie dans des régions comme la Wallonie (non-volcanique), les projets géothermiques sont souvent encore au stade de la recherche et du développement. Il existe donc un manque d'expérience généralisé, mais qui, en contre-partie, est la base pour la créativité et l'innovation.

Dans ce chapitre, nous avons décrit les grandes étapes entre l'évaluation initiale d'une ressource géothermique, souvent encore inconnue, et sa transformation en une réserve exploitée économiquement. Certains aspects de la recherche n'ont cependant été que trop brièvement décrits, notamment l'utilisation à tous les stades de développement de modèles numériques qui permettent de mieux contraindre les prises de décision comme la poursuite des analyses ou l'implantation d'un nouvel ouvrage.

Le cheminement vers le développement d'une ressource comprend trois grandes étapes (Figure 37). Pendant la phase initiale, les données existantes doivent être rassemblées et leur qualité évaluée. A ce stade, les résultats sont souvent d'ordre qualitatif. Ce travail est en cours de réalisation à travers la plate-forme géothermique de la Wallonie. Les obstacles et la mitigation des risques s'inscrivent également dans cette première phase.

Durant la deuxième phase (pré-faisabilité), les domaines géologiques sélectionnés et le type de ressource(s) visée(s) (chaleur, électricité ou une combinaison des deux) doivent être évaluées d'une manière plus quantitative grâce à l'utilisation de méthode d'exploration géophysique et l'analyse détaillée de données recueillies dans des forages d'exploration.

Ces tests visent à évaluer:

- le comportement hydrodynamique des zones fracturées;
- la température du réservoir géothermique grâce à l'utilisation de géothermomètres basés sur la chimie des eaux;
- la détermination de l'amplitude et de l'orientation des contraintes tectoniques.

Au cours de ces analyses, une approche pas à pas est suivie, c'est-à-dire que les résultats des tests sont analysés au fur et à mesure à travers des modélisations numériques. Une analyse critique est ensuite réalisée en vue soit de vérifier si les données sont suffisantes, soit de réaliser une campagne d'exploration et/ou de tests supplémentaires (cf. Williams et al., 2008; Angelis-Dimakis, 2011). Pendant ces analyses supplémentaires, la surface d'exploration est réduite de plus en plus en éliminant les zones les moins prometteuses. Finalement, un site d'implantation de forages en vue d'un développement de la ressource est sélectionné si les données s'accordent à démontrer son haut potentiel géothermique.

La phase de faisabilité comprend deux volets importants, l'un correspond à l'exploration de la ressource réelle grâce à des forages profonds et l'autre à la mise en place de réseaux de surveillance. Pour ce dernier, 3 grands éléments requièrent une attention particulière suite aux problèmes qu'ils peuvent induire: à savoir le risque de sismique surtout pour les projets type EGS, les mouvements de sol induits par la production ou la réinjection des fluides géothermiques et la contamination des eaux de surface et des aquifères superficiels.

Pour les projets de grande ampleur, nous conseillons la présence de deux réseaux sismiques distincts: l'un de proximité afin de surveiller et localiser les microséismes induits par les opérations dans le réservoir géothermique, et l'autre, plus éloigné, afin d'enregistrer les séismes dans la région exploitée. Dans ce dernier cas, le but de ce réseau est d'aider à la compréhension de l'origine, naturelle ou induite de séismes de magnitude plus importante. Le réseau sismologique actuel de l'Observatoire Royal de Belgique, éventuellement renforcé par des stations sismiques mobiles, pourrait correspondre à ce réseau éloigné. Il offrirait en plus l'avantage de l'indépendance des observations par rapport à l'opérateur du champ géothermique. Par ailleurs, nous conseillons également d'évaluer le développement d'un système de contrôle équivalent aux "traffic lights" développés au San Salvador (cf. Figure 35) qui permet de fournir à l'opérateur et aux autorités des critères quantitatifs afin de réagir au mieux lors de l'enregistrement de séismes. Le développement de ce type de système de contrôle doit cependant être analysé à la lumière des problèmes rencontrés pour le site géothermique de Bâle. Le suivi des travaux du projet européen GEISER-FP7 qui vise à analyser la sismicité induite dans les réservoirs géothermiques devrait donc être une priorité.

Le deuxième type de réseau de surveillance vise à quantifier les mouvements de sol liés aux pompages ou aux réinjections de fluides. Ces mouvements peuvent être étudiés par différentes techniques comme le nivellement topographique classique, des systèmes de localisation par satellites (stations GPS), par l'installation d'inclinomètres ou encore l'interférométrie radar par satellites. Le choix d'une ou de plusieurs techniques dépend de la zone à couvrir et de l'occupation du sol. Pour une grande zone urbaine, l'interférométrie radar est probablement la plus intéressante, par contre un site de petites dimensions en zone rurale sera mieux contrôlé par un nivellement classique régulier et surtout par un réseau d'inclinomètres. L'utilisation de plusieurs techniques permet également de contrôler chacune des méthodes. Enfin, le suivi de la composition chimique des eaux doit être réalisé de manière régulière afin de réagir rapidement à un problème de contamination des eaux de surface ou des aquifères superficiels suite à un apport incontrôlé de fluides géothermiques.

Même si toutes ces techniques induisent un coût supplémentaire pour l'exploitation d'un réservoir géothermique, elles permettent de prendre rapidement des décisions visant à limiter des problèmes qui à long-terme peuvent être dommageables à la fois pour une région et pour l'exploitation du site sélectionné. Par ailleurs, les réseaux de surveillance contribuent également à une meilleure connaissance des réactions d'un réservoir. Ils représentent donc un atout important pour l'opérateur du site géothermique. Citons par exemple:

1. les réseaux de surveillance sismique permettent de localiser les compartiments du réservoir ayant subi la meilleure augmentation de la perméabilité lors des phases de stimulation et donc d'éventuellement mieux choisir les futurs sites de forages;
2. ces mêmes réseaux constituent un élément important dans le cas d'un séisme naturel pouvant dédouaner l'opérateur géothermique;
3. le suivi de la composition des fluides peut aider l'opérateur à détecter une fuite éventuelle dans un tubage qui pourrait induire à la fois une contamination et à la fois une perte de productivité;
4. les mouvements de sol incontrôlés sont souvent localisés à proximité immédiate des puits d'exploitation ou de pompage; il en ressort le risque de mise sous contraintes des installations avec les risques de rupture de canalisations.

L'exploration approfondie de la ressource réelle d'un réservoir suit également une approche pas à pas comprenant différents tests, dont certaines techniques présentées dans le cadre de la phase de pré-faisabilité. L'intégration des résultats de terrain et de laboratoire dans des modèles numériques

est également utile afin d'évaluer au mieux la ressource géothermique, d'implanter de manière optimale les autres ouvrages (forages) et de dimensionner correctement les installations de production.

Le développement de l'énergie géothermique profonde en Wallonie est un nouveau secteur. Il nécessitera, au même titre que les autres formes d'énergie renouvelable, une intervention importante de la Wallonie surtout dans les premières phases de développement du secteur. La phase initiale est actuellement entièrement financée par la Région wallonne. Au fur et à mesure, du développement de la connaissance du sous-sol lors de la phase de pré-faisabilité, des partenaires privés devront être intégrés. L'implication de ceux-ci doit augmenter au fur et à mesure de l'évaluation réelle de la ressource géothermique et sa transformation en une réserve géothermique exploitée économiquement. L'importance stratégique de l'énergie pourrait également justifier un partenariat privé-public.

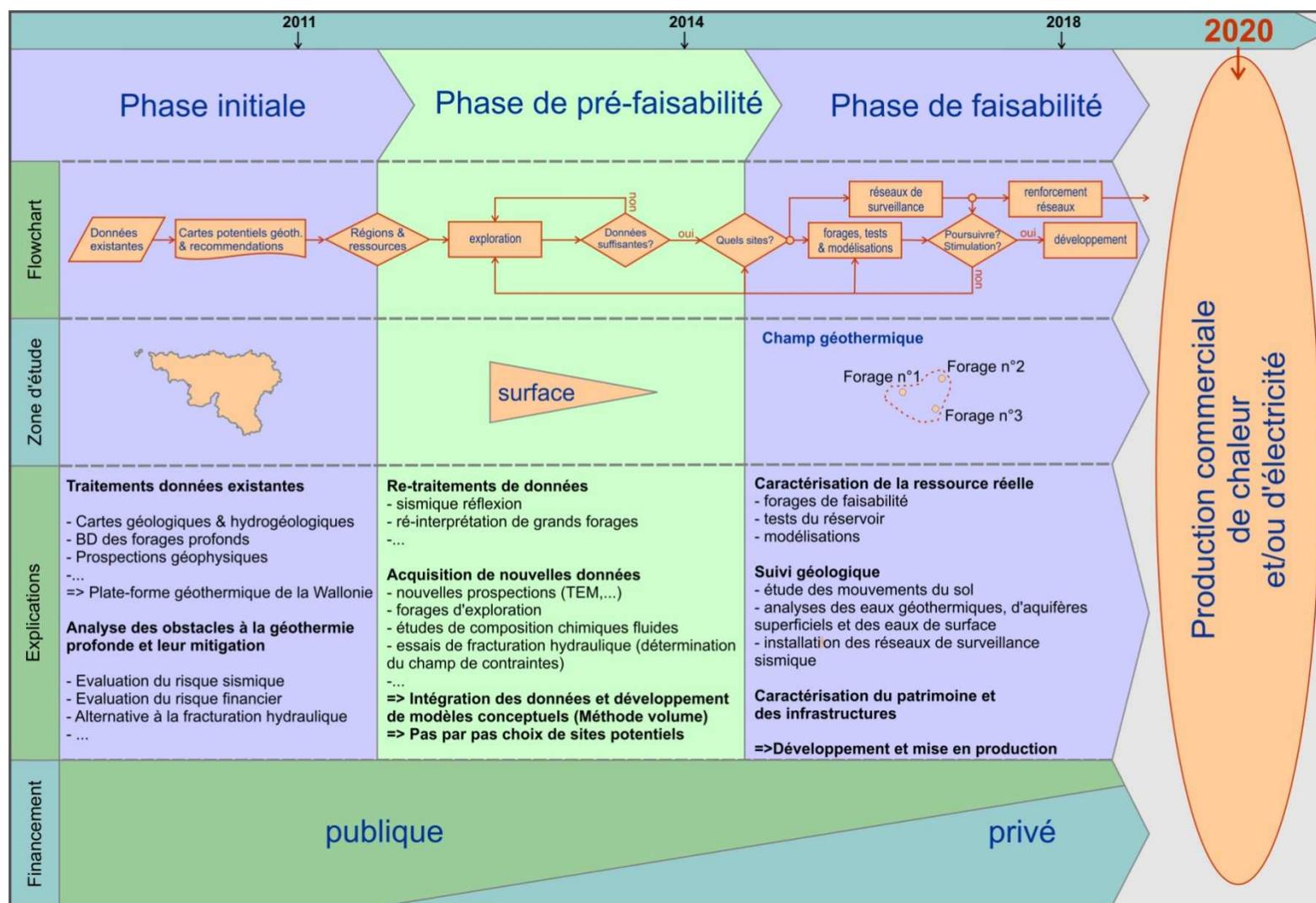


Figure 37: Modèle d'une approche scientifique générique du développement de la ressource géothermique. Les années indiquées en haut de la figure ont un but purement indicatif des échelles de temps envisagées et nécessitent d'être évaluées en fonction des budgets publics et privés qui seront investis.

18 TÂCHE 3.2 : RISQUE FINANCIER ET SON ÉVALUATION

18.1 INTRODUCTION

En Wallonie, même si des phénomènes géothermiques sont déjà exploités (St Ghislain, Chaudfontaine), le développement et l'exploitation de nouveaux réservoirs géothermiques (EGS, basse énergie) représentent une approche innovante pour la région. Néanmoins divers obstacles persistent face au développement de la ressource géothermique.

Actuellement, le coût d'investissement et les risques géologiques sont les principaux facteurs limitant le développement de la géothermie. La perception des risques encourus lors des différentes phases d'un projet peut inquiéter les investisseurs. D'autant que les risques les plus élevés se situent dans les premières étapes d'un projet, lorsque les premiers forages sont effectués.

Un obstacle majeur est le risque géologique de ne pas trouver de ressources s'accordant avec l'objectif visé, dans ce cas le risque consiste à dépenser de l'argent alors que la faisabilité du projet n'est pas démontrée. De plus, il existe aussi des risques géologiques à long terme, par exemple si un gisement présente une température inférieure aux prévisions ou des difficultés de réinjection. Même en consacrant une part élevée des coûts à l'exploration et à la reconnaissance du site par géologie, géophysique, et/ou forage, les risques existent.

Des garanties financières destinées à protéger les investisseurs contre les incertitudes géologiques propres à cette activité existent. Cependant les mécanismes d'assurance portant sur l'existence et la qualité de la ressource ne sont proposés que dans de rares pays (Pays-Bas, France, Allemagne). Les polices d'assurance classiques, quant à elles, n'offrent pas de solutions spécifiques pour le risque de non-découverte.

Dans cette partie, le risque géologique est défini et une méthode pour le quantifier est présentée. Ensuite, un inventaire des assurances en vigueur dans d'autres pays Européens est dressé et comparé aux solutions d'assurances proposées par le secteur privé.

18.2 DÉFINITION ET MÉTHODE POUR QUANTIFIER LE RISQUE GÉOLOGIQUE

Les paragraphes suivants détaillent la méthode classique pour quantifier le risque géologique en évaluant la probabilité de succès d'un système géothermique donné. Le texte correspond à celui des travaux récemment publiés (Schulz et al, 2010).

18.2.1 Définition du risque géologique

Le risque géologique, dans le contexte de la géothermie, peut être défini comme le risque de ne pas atteindre un réservoir présentant une quantité et une qualité de ressources suffisantes. Cela se traduit par le risque de ne pas atteindre (d'une façon économiquement acceptable) des niveaux minimum de production de fluide thermique (débit minimum) et de température de réservoir (UNEP-Study, 2004) ou une ressource présentant une qualité insuffisante (liée à la composition du fluide).

Le terme quantité est défini comme la capacité thermique qui peut être atteinte par un puits (ou plusieurs puits) :

$$P = \rho_f \cdot c_f \cdot Q \cdot (T_i - T_o) \quad (1)$$

avec P , ρ_f , c_f , Q , T_i et T_o la puissance en W , la densité du fluide en $kg \cdot m^{-3}$, la chaleur spécifique (à pression constante) en $J \cdot kg^{-1} \cdot K^{-1}$, le débit en $m^3 \cdot s^{-1}$, température d'injection et température de sortie du fluide en K .

T_o est la température produite par refroidissement du fluide géothermique dans les installations de surface, elle est déterminée par les conditions techniques et économiques uniquement, et elle ne dépend pas directement du succès du puits. La température T_i , elle, est mesurée en tête de puits. On considère généralement que les pertes de chaleur entre la tête de puits et l'installation thermique peuvent être négligées.

Le terme qualité est relatif à la composition du fluide (chimie du fluide). En effet, si certains composants (gaz, salinité, huile,...) pouvant apparaître dans le fluide excèdent une certaine valeur limite, ils peuvent entraver ou compliquer l'utilisation géothermique.

18.2.2 Risques additionnels

Risque à long terme (durabilité) : Ce risque regroupe tous les changements de quantité (débit, température) ou de qualité (composition) du fluide pendant la période d'exploitation du (ou des) puits géothermique(s). Ce risque inclut des changements dans les installations techniques du cycle géothermique causées directement ou indirectement par le fluide, e.g. corrosion ou scaling.

Une partie du risque à long terme est un changement de l'énergie géothermique du système, celle-ci est donnée par

$$E = P \cdot \Delta t \quad (2)$$

avec E , P et Δt , l'énergie en J , la puissance en W et le temps d'opération en s .

Afin de garantir la pérennité du système, les paramètres essentiels, le débit Q et la température T_i ne devraient pas trop diminuer pendant la durée de l'opération (20 à 30 ans en général).

18.2.3 Les paramètres d'évaluation du risque géologique

Des définitions précédentes, il apparaît que les paramètres essentiels à prendre en compte pour l'évaluation du risque sont le débit Q et la température en tête de puits, T_i qui elle-même est fonction du débit et du temps d'opération. En supposant des temps d'opération élevés et des débits importants, la température en tête de puits est proche de la température de l'aquifère T_a . La différence entre les deux températures peut être négligée. Dans ce cas (1) peut être écrite telle que :

$$P \sim Q \cdot T_a \quad (3)$$

Les deux paramètres sont découplés et mesurables indépendamment. Le débit sera déterminé par des tests de production ; la température T_a peut être mesurée par des sondes.

Le gestionnaire du projet doit décider pour quel débit et quelle température le puits géothermique pourra être considéré comme étant un succès. Ces valeurs sont dérivées des conditions économiques (business plan). Ensuite le risque d'exploration, défini par la probabilité de succès, peut être estimé pour ces valeurs critiques données.

Un puits géothermique est un succès partiel si on atteint:

- le niveau minimal de production du fluide géothermique (débit minimum) Q et une baisse du niveau de l'eau maximum Δs
- le niveau minimum de température du réservoir T.

Afin de quantifier la réussite d'un projet la température de l'aquifère est déterminée avec autant d'exactitude que possible en se basant entre autre sur le gradient géothermique et la profondeur déduite à partir de campagnes sismiques.

Concernant la qualité, il n'y a à l'heure actuelle pas d'approche pour évaluer la probabilité de succès de la qualité du fluide. Mais il faut noter qu'aucun puits d'exploration réalisés dans des aquifères profonds en Europe centrale n'a montré une composition pouvant freiner l'utilisation de la géothermie. Dans certains cas cependant les efforts techniques peuvent être importants et ajouter des coûts supplémentaires.

18.2.4 Probabilité de succès

La probabilité de succès (POS) peut être définie en déterminant la probabilité associée au risque de chaque paramètre séparément et en multipliant ces probabilités. En négligeant le risque lié à la qualité, le risque d'exploration dépend de la température et du débit seulement. De ce fait la probabilité de succès (POS) pour le premier puits d'utilisation est définie par :

$$p = p_1 \cdot p_2 \quad (4)$$

avec p_1 et p_2 les probabilités de succès pour le débit et la température.

Il faut noter que les données sont généralement rares, de ce fait cette méthode peut être problématique pour évaluer la probabilité de succès de façon quantitative pour chaque paramètre.

18.2.5 Le débit

18.2.5.1 Base de données

Les informations concernant les paramètres hydrauliques d'un aquifère sont déterminées principalement à l'échelle régionale. Les informations des puits à proximité de la zone visée et d'autres puits régionaux présentant les mêmes conditions peuvent être pondérées d'une manière adéquate.

En général il est difficile d'évaluer le débit de production attendu en raison de la variabilité locale dans l'écoulement du fluide thermique. Un puits peut par exemple pénétrer une fracture très productive alors qu'un autre puits foré à côté peut passer complètement en dehors de celle-ci. De plus, il existe des différences régionales en relation avec le faciès, la diagénèse et la tectonique. Des conclusions

fiables sur la prospectivité sont possibles uniquement lorsque les données sont disponibles pour un nombre important de puits dans une région spécifique.

Pour plus de contrôle sur la probabilité de succès, les données sur le débit et les variations du niveau de l'eau associées dans les puits forés dans un aquifère spécifique doivent être compilées. Elles seront ensuite pondérées en fonction de critères prédéfinis. Les informations concernant la transmissivité, produit de la perméabilité et de l'épaisseur doivent aussi être intégrées.

On peut noter qu'en Allemagne, toutes les données hydrauliques quantitatives pour les aquifères profonds géothermiques ont été compilées dans le Système d'information géothermiques (Pester et al., 2010). Afin de favoriser le développement de projets de géothermie en Wallonie, une telle base de données accessibles aux potentiels investisseurs serait fortement utiles.

18.2.5.2 Baisse de niveau de l'eau théorique

Pour utiliser les données des puits existants pour estimer la probabilité de succès d'un puits dans une zone cible, la modification (baisse) du niveau d'eau attendue, pour un débit spécifique Q' donné par le gestionnaire du projet, doit être déterminée. En effet, un puits sera considéré comme un succès uniquement si celle-ci ne dépasse pas la valeur seuil définie par le développeur de projet. La valeur du changement de niveau d'eau attendue peut être estimée pour Q' en se basant sur des valeurs mesurées au préalable sur le terrain.

18.2.5.3 Evaluation de la probabilité de succès pour le débit

Les puits présents dans une région pour lesquels des données de débit existent peuvent être liés à des utilisations totalement différentes telles que la balnéothérapie, la demande en eau potable ou encore pour l'industrie pétrolière aussi bien que pour la géothermie. Hors, selon l'utilisation le seuil pour qualifier si ou non un puits est un succès en terme de débit diffère largement. Pour une utilisation balnéaire un débit de l'ordre de 3 l/s est considéré comme un succès. Alors que pour les puits géothermiques dans le but de chauffage urbain le seuil est de ~30 l/s. Ce seuil est encore plus élevé pour une génération d'électricité puisque le seuil est alors de l'ordre de 70 l/s ou plus.

Ces différences doivent être prises en compte pour l'évaluation de la POS par le biais de l'utilisation de facteurs de pondération. Ainsi, les puits utilisées pour l'utilisation géothermiques ont des facteurs de pondération plus importants (par exemple le double) que les puits reliés à des utilisations nécessitant des débits moins importants. De plus, la distance (ce qui signifie aussi la similarité géologique) au puits prévu peut être considérée. D'autres raisons pour introduire des facteurs de pondération peuvent être des faciès spéciaux, la tectonique, des failles...

En prenant en compte toutes ces contraintes, la POS peut par exemple être calculée de la façon suivante :

$$p_1 = \frac{\sum u_i w_i a_i}{\sum u_i w_i} \quad (7)$$

avec u_i , w_i des facteurs de pondération, e.g. :

- $u_i > 1$ pour un puits à proximité, autrement $u_i = 1$

- $w_i > 1$ pour un puits géothermique, autrement =1

- $a_i = 1$ pour un puits réussi, autrement 0

et Σ est la somme de $i : 1 \dots N$ (nombre de puits ayant des données de débit).

Une quantification de la POS pour le débit doit être basée sur un nombre minimum de puits possédant des données hydrauliques quantitatives. Le nombre de points de données (N) n'est pas strictement déterminé mais il devrait être supérieur à 20 puits. Les compagnies d'assurances sont en général satisfaites quand N=30. Si la base de données est beaucoup plus petites, il semble intéressant de diviser les cas de POS en classe plutôt qu'en une quantification numérique.

18.2.6 Température

18.2.6.1 Base de données

Pour le pronostique de la température, les conditions locales doivent être considérées en plus des tendances régionales. L'étude doit couvrir une zone suffisamment large. Pour les études précédentes, une surface de 1000-2500 km² à généralement été choisie.

Une base de données contenant les températures relevées dans les puits régionaux doit être utilisée.

En plus des logs de température, les analyses peuvent utiliser les « bottom hole temperature » (BHT). Ces logs BHT sont réalisés dans presque tous les puits industriels dans la partie la plus profonde des puits juste après la fin de la phase de forage, ils sont donc perturbés thermiquement par l'activité de forage (circulation de boue). Il est cependant possible de corriger (d'extrapoler) les figures BHT pour calculer les températures non perturbées.

18.2.6.2 Détermination de la profondeur de l'aquifère

Le développement optimal d'un projet géothermique requiert l'exploration de la structure géologique.

Les résultats de tous les puits profonds à proximité du puits cible doivent être analysés pour obtenir des informations sur la stratigraphie et les données hydrauliques. Ils constituent le cadre pour l'interprétation des mesures sismiques. Généralement les anciennes lignes sismiques réalisées pour l'exploration pétrolière et les mines de charbon doivent être réinterprétées en se concentrant sur les aquifères géothermiques. Si l'information fournie par les puits et la sismiques est insuffisante, e.g.. la distance par rapport à la localisation de la centrale géothermique planifiée est trop loin des lignes sismiques ou la qualité des données sismiques pour la profondeur ciblée est trop faible, des nouvelles lignes sismiques, ou des études de sismiques 3D doivent être réalisées (Hartmann et al. 2008).

En plus des informations sur la structure géologique, l'un des objectifs principaux de l'interprétation sismique est de déterminer la profondeur du top de l'aquifère géothermique. La température T_a ne peut être prédite sans cette information. En raison d'un mélange efficace des eaux, le gradient de température au sein d'un aquifère ayant une conductivité hydraulique élevée est souvent faible. De ce fait la température au top de l'aquifère est une estimation conservative mais proche de la température de production du puits géothermique.

18.2.6.3 Pronostique de température

En général, la zone étudiée s'étend sur environ 1000 km² autour de la localisation prévue pour le puits. Toutes les mesures de température doivent être compilées dans un profil de température en fonction de la profondeur. Si le nombre de puits avec des données de température est trop faible, la zone d'étude doit être élargie. Dans le but d'avoir une idée générale de la distribution régionale et locale de

la température, une carte de température au niveau de la profondeur du top de l'aquifère est réalisée. Si la base de données pour cette profondeur est trop peu fournie, ex. moins de 15 puits, une profondeur pour laquelle il existe assez de données doit être choisie.

Les données de température sont souvent insuffisantes pour une évaluation. Dans ces cas, on doit essayer de calculer (d'extrapoler) la température à la profondeur visée. En faisant l'hypothèse d'une condition purement conductive et en supposant qu'il n'y a pas de variations significatives de conductivité thermique dans la couche supérieure, la température en profondeur peut être calculée en utilisant le gradient géothermique mesuré à plus faible profondeur :

$$T(z) = T_0 + z \cdot \text{grad } T \quad (8)$$

avec T_0 la température de surface moyenne annuelle. Alors la POS pour la température minimale donnée T_t (donnée par le gestionnaire) à la profondeur ciblée est calculée telle que :

$$p_2 = \frac{\sum \frac{a_i}{R_i^2}}{\sum \frac{1}{R_i^2}} \quad (9)$$

avec $a_i = 0$ pour $T(z) < T_t$, autrement $a_i = 1$;

R_i est la distance entre le puits pour lequel il existe une mesure et le puits géothermiques planifié, et $i=1\dots n$ (nombre de puits avec des données de température dans la région). $T(z)$ est soit la température mesurée soit celle calculée par (8). La POS (9) est pondérée par la distance au carré en raison de la dépendance de la température dans l'équation de conductivité.

18.2.7 POS pour le puits d'injection

La puissance géothermique ou la chaleur d'une centrale utilisant l'énergie géothermique nécessite en général au moins 2 puits (production et injection). Un pronostique de température n'est pas nécessaire pour le puits d'injection. Ce qui signifie que l'assurance contre le risque lié à la température n'est pas nécessaire pour ce puits. De ce fait pour l'injecteur, seul le débit de production doit être assuré, ce qui se traduit par $p_2 = 1$ et $p = p_1$.

En se basant sur la méthode détaillée dans les paragraphes précédents il est donc possible de déterminer la probabilité de succès et donc de quantifier le risque géologique lié à la mise en place d'un doublet géothermique.

La méthode décrite est couramment utilisée dans le domaine des assurances et garanties permettant de couvrir le risque.

18.3 INVENTAIRE DES ASSURANCES PROPOSÉS DANS D'AUTRES PAYS EUROPÉENS

Afin de mettre ne place des politiques de financements et des garanties incitant le développement de la géothermie, la Wallonie peut dans un premier temps comparer et s'inspirer des solutions proposées par divers pays européens. Dans ce but, un inventaire des assurances relatives aux aléas

géologiques et offrant une garantie à long terme contre le risque de modification qualitative et quantitative de la ressource envisagées dans d'autres pays, notamment aux Pays-Bas, en France, en Allemagne et en Suisse a été réalisé (Rybach, 2010).

Les garanties proposées dans ces pays sont détaillées par la suite ou présentées en annexe et sont résumées dans le **Erreur ! Source du renvoi introuvable..**

18.3.1 Le système allemand

Depuis 2009, les promoteurs du projet géothermique en Allemagne peuvent choisir entre deux options d'atténuation de leurs risques d'exploration: le régime fédéral d'atténuation des risques géré par la KfW (« Kreditanstalt für Wiederaufbau ») et le régime privé proposant des solutions d'assurance fondées sur le marché (Kreuter & Schrage , 2010).

Le BMU (« German federal ministry for the environment, nature conservation and nuclear safety ») a en effet établi un programme d'atténuation des risques visant à minimiser les risques financiers de la géothermie. Le régime national d'atténuation des risques fait partie du Programme visant à encourager les énergies renouvelables MAP (« Marktanreizprogramm »). Les lignes directrices sont précisées dans le « Richtlinien zur Förderung von zur Maßnahmen Nutzung erneuerbarer Wärmemarkt im Energien" (Lignes directrices pour le soutien de mesures visant à utiliser les énergies renouvelables dans le marché de la chaleur). Le programme est géré par la KfW.

Seuls les projets de géothermie profonde (définis par une profondeur de plus de 400 m en Allemagne) sont admissibles à ce programme. Le régime d'aide se compose principalement du financement du projet par le biais de prêts bonifiés à long terme avec des taux d'intérêt bas, ce qui est la principale différence avec le marché des assurances privées. Il contient également trois modules d'atténuation des risques, un couvrant les risques techniques de forage, un couvrant les risques du projet général et un autre couvrant le risque d'exploration (ou risque géologique).

Les mesures d'atténuation liées aux risques techniques de forage sont incorporées dans le programme d'incitation de la KfW pour les énergies renouvelables. Le module couvre en partie les risques de forage associés à des frais supplémentaires par rapport aux dépenses initialement prévues. Il mitige le risque lié à des dépenses excédant les coûts prévus dans le cas de problèmes techniques de forage. Jusqu'à 50% des coûts de planification initiale de forage et un maximum de 1,25 Mio. € sont couverts.

Les risques liés au projet en général tels que le risque d'augmentation des coûts peuvent être en partie couverts par le programme de la KfW relatif aux prêts consentis pour les grands projets d'énergie renouvelable. Il est uniquement disponible pour les projets d'énergie géothermique pouvant demander un crédit entre 10 et 50 Mio. €. Le programme offre une option de crédit de 50% d'indemnisation. Ainsi, une partie du risque de crédit est couvert par la KfW.

Enfin, un nouveau programme spécialement adapté pour couvrir le risque d'exploration a été lancé en 2009 par le BMU et la KfW, en coopération avec le module de Munich Re Group. L'atténuation des risques est fondée sur un fond de roulement de 60 Mio €. Les projets peuvent demander un prêt allant jusqu'à 16 Mio € couvrant un maximum de 80% de leurs coûts de forage. Le programme implique une clause d'indemnisation de crédit de 100% du montant du prêt au cours de la phase de forage. Le fond couvrira jusqu'à 80% des coûts de forage, si le projet n'est pas un succès. La franchise en cas d'échec du projet se compose de 20% des coûts de forage. Le supplément de risque est représenté par un taux d'intérêt élevé pendant la période de risque de crédit jusqu'à la fin des travaux de forage et des essais hydrauliques, plus un disagio spécifique, également défini en

fonction du risque du projet. Les coûts de stimulation peuvent éventuellement être inclus dans l'indemnité, à condition que l'augmentation du risque et un disagio élevé soient acceptés .

Les frais d'application de ce programme s'élève à 65,000 €. ils couvrent l'évaluation de la documentation du projet par Munich Re et la KfW. Une fois la promesse de prêt obtenue, 45.000 € supplémentaires sont chargés pour couvrir les frais de suivi permanent par des experts de l'avancement du projet.

Le pré requis pour une demande à la KfW est de passer par une « Hausbank » et un projet mature. Afin d'être admissible à ce programme, divers documents relatifs au projet comparable à ceux requis pour les assurances privées doivent être soumis. La documentation doit permettre une évaluation du projet, du risque d'exploration et de l'éligibilité par des experts internes et externes.

La principale différence avec les polices d'assurance privées est qu'aucune étude classiques de probabilité de succès n'est demandée pour le programme de la KfW. Ainsi, des projets «alternatifs» en dehors des provinces traditionnelles géothermique ou différents des projets EGS classiques peuvent avoir une chance d'obtenir la couverture des risques en vertu du présent régime, à condition que leur concept du projet promette sa réussite.

18.3.2 Le système Français

En France, le système gouvernemental de couverture du risque existe depuis 1981. La «garantie du risque à court terme" garanti qu'un gestionnaire de projet est remboursé pour tout ou partie des investissements réalisés en cas d'échec total ou partiel des opérations de forage. De plus, la «garantie du risque à long terme" permet aux gestionnaires de projet de couvrir la phase d'exploitation (~25 ans) contre le risque d'avoir une diminution ou disparition des ressources géothermiques , et contre les dommages qui peuvent survenir à leurs installations. Jusqu'à présent, environ 10 M € ont été dépensés, exclusivement pour les projets de chauffage urbain utilisant des doublets géothermiques.

En 2007, un nouveau régime de subventions pour le développement des énergies renouvelables a été mis en place pour la période 2008-2013 par l'ADEME (Agence de l'Environnement et de la Maîtrise de l'Energie). Il comprend plus de subventions pour l'énergie géothermique par rapport à l'ancien régime. Dans ce nouveau système, les études de faisabilité pour des projets géothermiques peuvent être prises en charge jusqu'à 50% du coût de l'étude. Les investissements peuvent être pris en charge jusqu'à 40% pour les projets de démonstration, 30% pour les projets qui peuvent être répliqués facilement, 20% pour la dissémination de systèmes bien connus (type chauffage urbain aquifère du bassin de Paris).

De plus, un système particulier de couverture des risques (AQUAPAC) pour les larges systèmes liés à l'utilisation de pompe à chaleur (> 30 kW) couvre les risques de forage (par exemple l'absence de réinjection) et la détérioration des ressources. La durée de couverture est au maximum de 10 ans, et le montant maximum couvert est de 115 000 € (Bezelgues-Courtade, 2008).

18.3.3 Le système Suisse

Un premier système gouvernemental de garantie des risques existaient pour les forages géothermiques entre 1987-1997 avec une somme totale allouée de 10 millions de francs suisses afin de stimuler le développement de l'utilisation directe. Ce système visait à encourager l' utilisation directe géothermique (chauffage essentiellement) par des institutions publiques et des entreprises privées. 15 MCHF ont été alloués au fonds de garantie des risques qui avait été établi en 1987 pour 10 ans. Le fond de garantie des risques était applicable aux forages ayant des profondeurs > 400m. La couverture s'étendait à 50% des coûts de forage et d'essai (également pour la réinjection); dans des cas particuliers jusqu'à 80%. La garantie des risques couvrait les coûts additionnels accumulés en cas d'insuffisance d'énergie thermique. Il n'y avait pas de garantie prévue pour couvrir les imprévus et les coûts en capital, en cas de succès aucune contribution n'a été versée. Ce programme a été appliqué à 13 projets dans différentes parties de la Suisse, dans des environnements géologiques variés.

En 2008, un nouveau système gouvernemental de couverture des risques a été introduit. Le nouveau décret sur la fourniture d'électricité suisse "Stromversorgungsverordnung, SVV 743,71" du 14 Mars 2008 stipule que les projets d'énergie géothermique peuvent demander une garantie du risque (sans spécifier le type de projet géothermique hydrothermal ou EGS). Seuls les projets purement géothermiques peuvent faire la demande, les systèmes hybrides ne sont pas considérés.

La garantie maximale est de 50% des coûts de sub-surface (constructions du chantier de forage, le forage des puits, l'injection et les puits d'observation; le forage d'exploitation et de l'instrumentation; essais de pompage, la stimulation des réservoirs; tests de circulation; analyse chimique). Le nouveau système de couverture des risques repose fortement sur l'expérience acquise avec le premier système. L'élément nouveau est la source de financement: la National Grid Company (NGC).

Les développeurs de projet doivent soumettre une demande détaillée à la National Grid Company, portant sur des questions telles que les détails techniques, les rendements attendus, les critères de réussite / échec, les aspects financiers, les utilisateurs d'électricité et de chaleur, et l'entité juridique de la société de production. L'Office fédéral de l'énergie (OFEN) traite la demande et nomme un comité d'experts pour examen et évaluation. Pour la phase de forage, l'OFEN nomme un guide de projet qui évalue les résultats et qui fait un rapport à un comité d'experts au sujet du statut du projet : succès, succès partiel, ou échec. Le comité relève à son tour à la National Grid Company qui décide des paiements. Des informations détaillées peuvent être trouvées en allemand sur: <http://www.admin.ch/ch/d/sr/7/734.71.de.pdf>.

18.3.4 Le système Néerlandais

Le système néerlandais est détaillé en annexe 4 (en néerlandais).

Tableau 20 : Tableau récapitulatif des garanties proposées aux Pays-Bas, en France, en Allemagne et en Suisse

Pays d'application/ Nom de la garantie	coûts éligibles/type de couverture	Informations à fournir	Conditions/limites	Budget/remboursement
Allemagne Programme fédéral de réduction du risque	<ul style="list-style-type: none"> • couverture du risque technique de forage • couverture du risque général du projet • couverture du risque d'exploration 	<ul style="list-style-type: none"> • Les formulaires de demande doivent être transmis par une banque de compensation («Hausbanken») à la KfW, qui est affilié au promoteur du projet. • Documents relatifs au projet comparable à ceux requis pour les assurances privées 	<ul style="list-style-type: none"> • profondeur > 400 m • Projets visant aussi bien la production de chaleur que d'électricité. • <u>général</u> : uniquement disponible pour les projets d'énergie géothermique pouvant demander un crédit entre 10 et 50 Mio. €. 	<ul style="list-style-type: none"> • <u>forage</u> : jusqu'à 50% des coûts de planification initiale de forage et un maximum de 1,25 Mio. € sont couverts. • <u>général</u> : une partie du risque de crédit est couvert : option de crédit de 50% d'indemnisation. • <u>exploration</u> : <ul style="list-style-type: none"> - fond de roulement de 60 Mio €. - prêt allant jusqu'à 16 Mio €. - le programme implique une clause d'indemnisation de crédit de 100% du montant du prêt au cours de la phase de forage. - le fond couvrira jusqu'à 80% des coûts de forage, si le projet n'est pas un succès. La franchise en cas d'échec du projet se compose de 20% des coûts de forage. - Frais d'application : 65,000 € pour l'évaluation de la documentation du projet par Munich Re et la KfW + 45.000 € pour couvrir les frais de suivi permanent par des experts de l'avancement du projet.
	<ul style="list-style-type: none"> • court-terme 		<ul style="list-style-type: none"> • étude faisabilité 	<ul style="list-style-type: none"> • l'investisseur est remboursé pour

<p>France système de couverture gouvernementale</p>	<ul style="list-style-type: none"> • coûts de forage • long-terme • phase d'exploitation soit ~25 ans • diminution ou disparition de la ressource et dommages relatifs aux installations <p><u>Avantages additionnels depuis 2007 :</u></p> <ul style="list-style-type: none"> • financement des études de faisabilité à hauteur de 50% du coût total de l'étude • les investissements peuvent être supportés à 40% pour les projets de démonstration, à 30% pour les projets qui peuvent être répliqués facilement, 20% pour la dissémination de systèmes bien connus (chauffage urbain aquifère du bassin de Paris) 		<ul style="list-style-type: none"> • étude faisabilité 	<p>la totalité ou une partie des investissements en cas d'échec du forage</p> <ul style="list-style-type: none"> • pour le moment environ 10 M€ ont été dépensés principalement dans le cadre de projet de chauffage urbain utilisant des doublets
<p>Pays-Bas SEI Risico court-terme</p>	<ul style="list-style-type: none"> • court-terme • Investissement de sub- 	<ul style="list-style-type: none"> • Etude de faisabilité détaillée 	<ul style="list-style-type: none"> • Uniquement pour des doublets géothermiques 	<ul style="list-style-type: none"> • Le système de garantie géothermique SEI a un budget de € 43,350,000. L'aide

	<p>surface comprenant les coûts:</p> <ul style="list-style-type: none"> - de gestion et le suivi de forage, - de préparation du site pour le forage, - de montage et démontage du matériel de forage - de production de forage et de puits d'injection - d'élimination des boues et des déchets liés au forage - des tests de puits et l'écriture de rapports - des imprévus. 	<ul style="list-style-type: none"> • Estimation de la puissance en se basant sur l'utilisation du logiciel Doublecalc développé par TNO 	<ul style="list-style-type: none"> • pas de garantie de la ressource à long terme • La garantie est applicable à des projets géothermiques et non pour des projets de stockage de chaleur ou de stockage de froid. • SEI peut couvrir le risque d'un débit ou d'une température moins favorables que prévu pouvant être extraits à l'emplacement prévu. 	<p>maximale par projet est de 85% avec un maximum de € 7,225,000.</p>
<p>Suisse depuis 2008 système de garantie gouvernemental</p>	<ul style="list-style-type: none"> • les coûts de sub-surface éligibles sont : <ul style="list-style-type: none"> - constructions du site de forage - forage et installation du puits pour la production - géologie du puits - puits d'observation et d'injection - logging et instrumentation - tests de pompage - stimulation du réservoir - tests de circulation - analyses chimiques 	<ul style="list-style-type: none"> • les investisseurs doivent remplir un formulaire de demande à la NGC, comprenant les détails techniques 	<ul style="list-style-type: none"> • le système doit fournir au moins 1.5 % de degré d'utilisation pour l'électricité • pas de spécification sur le type de projet géothermique (EGS ou hydrothermal) • uniquement pour les projets purement géothermiques (pas de systèmes hybrides) 	<ul style="list-style-type: none"> • source de financement: the National Grid Company (NGC) • garantie maximale de 50 % des coûts de sub-surface

18.4 ASSURANCES DU SECTEUR PRIVÉ

Par ailleurs, des sociétés d'assurance privées proposent des solutions qui doivent être négociées au cas par cas et qui comportent des primes élevées.

Le secteur du marché privé des assurances couvrant le risque géologique regroupe des compagnies d'assurance agissant en tant qu'assureur direct et unique d'une part et des courtiers en assurance divisant le risque entre un leader et plusieurs partenaires d'autre part.

Par exemple, les entreprises actives sur le marché allemand géothermique comprennent Munich Re, Swiss Re, Axa, Gothaer, et R & V. Les courtiers d'assurance comprennent Marsh et Willis. Les compagnies d'assurance et les courtiers offrent une couverture pour les projets individuels ainsi que des contrats-cadre pour les développeurs présentant plusieurs projets.

Les conditions pour l'obtention d'une assurance couvrant le risque géologique sur le marché privé sont la présentation d'un projet mature, une présentation géologique/technique étayée et un concept de développement. En outre, la solidité financière ainsi que la capacité technique et le savoir-faire du promoteur du projet doit être prouvées.

Les exigences minimales afin de postuler pour une assurance contre les risques d'exploration comprennent donc:

- une description du projet avec une étude de faisabilité géologique,
- des études sismiques incluant l'interprétation,
- un concept de développement,
- le plan de forage et le design des puits ,
- un programme de stimulation et d'essais hydrauliques,
- une étude détaillée de la centrale électrique et du concept d'utilisation de la chaleur,
- tous les permis nécessaires,
- l'information sur les entrepreneurs et le personnel clé
- un plan d'affaires.

Il faut noter que la plupart des fournisseurs d'assurance privés exigent un rapport externe pour quantifier la probabilité de succès d'un projet géothermique. Ces études de POS sont basées sur une évaluation statistique de référence des essais de puits. Dans les régions pour lesquelles il existe uniquement quelques expériences et peu de données, le calcul d'une statistique fiable de façon classique est impossible. En conséquence, il est beaucoup plus difficile et plus rare encore d'obtenir une couverture de risque privé .

Le concept général des solutions d'assurance privée, est de laisser le client choisir le montant de l'assurance souhaitée en fonction des coûts d'investissement prévus. La franchise doit également être négociée. Habituellement, tous les frais dépensés sur le forage, la stimulation, le programme de test peuvent être assurés.

Enfin, certaines compagnies de forage proposent elles-mêmes des assurances pour couvrir contre le risque géologique par le biais de compagnies d'assurances privées. Parmi les foreurs proposant de telles solutions on peut citer deux compagnies allemandes et une néerlandaise : Anger (H. Anger's Söhne GmbH), Daldrup (Daldrup & Söhne AG), and Arcadis. Cette dernière n'est pas une compagnie de forage en tant que telle mais Arcadis coordonne le travail en collaboration avec Transmark-EDS. Ils emploient des sous-traitants pour effectuer le forage.

Les primes d'assurances proposées par ces companies s'élèvent à un montant de 3 à 20 % des coûts du projet et sont fonction de la POS. A titre d'exemple, aux Pays-Bas, les conditions de remboursement pour Arcadis sont proches de celles offertes par la couverture SEI. Toutes les assurances proposées par les foreurs incluent une couverture contre les risques techniques liés au forage.

VITO a engagée une discussion avec sa compagnie d'assurance privée (AON/ KBC) afin de définir les possibilités d'assurer les futures exploitations géothermiques en Belgique. Pour cette compagnie il est à l'heure actuelle impossible de proposer une solution pour assurer le risque géologique. ils ne peuvent assurer que des volets du projet engageant la responsabilité du développeur. La seule couverture négociable serait liée à un échec du puits pour des raisons techniques lors du forage par exemple mais en aucun cas le risque géologique en tant que tel ne peut être couvert.

Les actions préconisées pour la région Wallonne:

- En s'inspirant des diverses garanties proposées dans les autres pays européens la Wallonie pourra envisager plusieurs mécanismes de financement et de garanties afin de trouver le meilleur équilibre entre le risque financier pour le secteur privé et public et le bénéfice qui peut être envisagé.
- Développer une base de données regroupant les différents puits (température, caractéristiques hydrauliques,...) accessible aux futurs développeurs de projet.

19 TÂCHE 3.3 : OCCUPATION DU SOUS-SOL : GESTION DES CONFLITS D'INTÉRÊTS

19.1 INTRODUCTION

La Wallonie est une région caractérisée par une occupation importante de son sol et de son sous-sol suite à sa grande densité de population (moyenne : 203.98 hab./km²) et à son tissu industriel important. Il existe donc de grands besoins à la fois en énergie, en infrastructures, en services (ex : l'eau). L'histoire industrielle de la région se caractérise également par une exploitation minière du sous-sol importante, notamment pour le charbon. L'occupation du sol et du sous-sol doit être prise en compte lors du développement d'un nouveau secteur comme celui de la géothermie profonde, puisque celui-ci risque potentiellement d'interférer avec d'autres acteurs du sous-sol ou d'affecter des infrastructures importantes qui reposent sur le sol.

Citons, par exemple :

- les producteurs d'eau potable ;
- les autres producteurs de géothermie profonde ou superficielle ;
- les infrastructures enfouies (pipeline) ;
- les ouvrages d'art (pont, canaux, ...) ;
- les anciennes mines noyées ;
- les projets potentiels de dégazéification d'anciens charbonnages et de gazéification souterrain ;
- les projets potentiels de séquestration du CO₂.

19.2 INTERFÉRENCE AVEC LA PRODUCTION D'EAU

Il existe plusieurs cas rapportés dans la littérature scientifique où l'exploitation d'un réservoir géothermique profond a influencé le niveau piézométrique d'aquifères superficiels. Par exemple en Nouvelle-Zélande, le niveau piézométrique de l'aquifère supérieur du site de Wairakei-Tauhara (Figure 38) a connu des diminutions importantes (8 m à l'Ouest et 30 m à l'Est). Cet aquifère est séparé du réservoir géothermique exploité par deux formations aquicludes (Bromley, 2009). Il existe plusieurs explications pour ce phénomène, mais parmi celles-ci des communications entre le réservoir géothermique et les aquifères superficiels auraient lieu le long de fractures naturelles. Avant l'exploitation de ce site, les flux d'eau étaient probablement orientés vers le haut, c'est-à-dire depuis le réservoir géothermique vers les aquifères superficiels. L'extraction de vapeur dans le réservoir a inversé la direction des flux vers le bas. Selon Bromley (2009), les communications auraient lieu au niveau des forages d'exploitation. Bromley donne peu de détails techniques concernant ce problème technique et le rôle joué par les fractures naturelles dans l'inversion des flux.

D'autres exemples (Moran, 1979) sont cités aux Etats-Unis comme zones de risques potentiels d'interactions entre des aquifères superficiels et des systèmes géothermiques profonds. L'origine du problème serait dans ce cas lié à une zone de recharge commune des deux types de réservoir (aquifères superficiels & géothermique). L'exploitation du réservoir géothermique concurrencerait la recharge des aquifères superficiels.

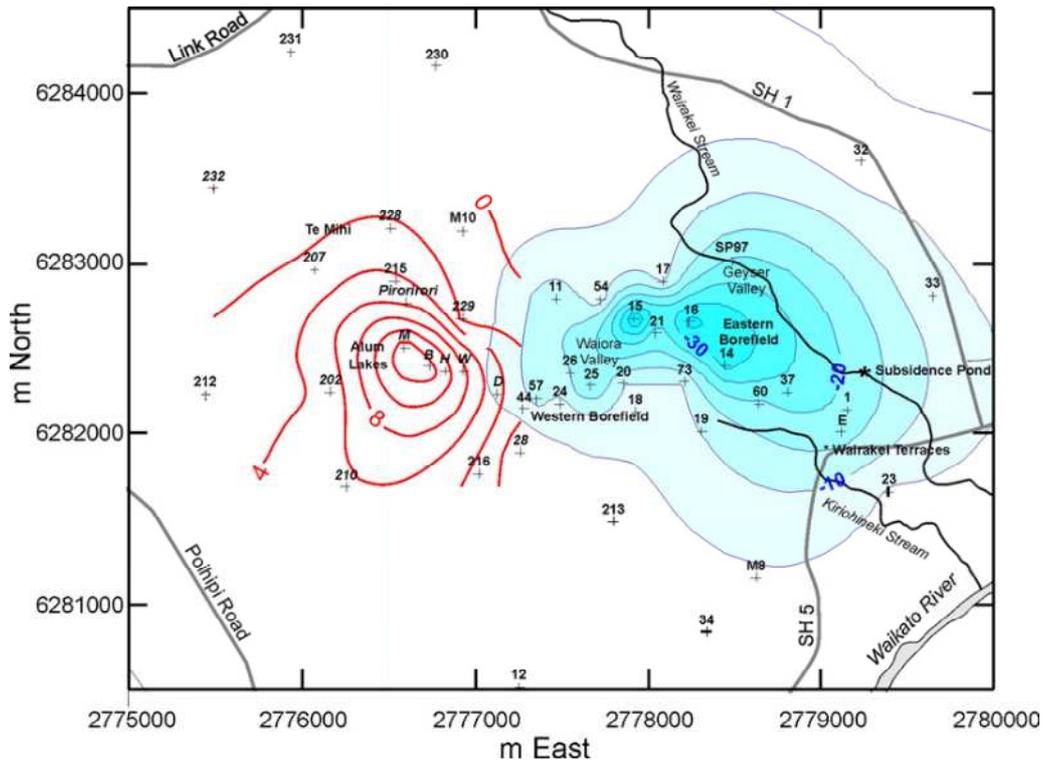


Figure 38: Modification des niveaux piézométriques de l'aquifère supérieur du champ de forages de Wairakei (à l'Est) et du site Alum Lakes (à l'Ouest). Les isocontours sont exprimés en mètres (tiré de Bromley, 2009)

L'autre forme d'interférence de l'exploitation géothermique avec des aquifères superficiels a déjà été présentée au chapitre 17.7., qui traite du développement de réseaux de surveillance de la chimie des eaux afin de détecter une éventuelle contamination des aquifères superficiels et des eaux de surface par l'eau géothermique.

19.3 INTERFÉRENCES AVEC LES INFRASTRUCTURES

Le développement et l'exploitation d'une ressource géothermique pourrait avoir un impact sur certaines infrastructures suite à deux phénomènes: l'activité sismique induite et les mouvements de sol. Comme nous l'avons déjà décrit au chapitre 17 (« Contrôle des risques géologiques ») et chapitre 15 (« Alternatives à la fracturation hydraulique »), l'origine de l'activité (micro-)sismique est multi-causal (mécanique, thermique et chimique) et elle est un corollaire du développement de ce type de ressources. Différentes études visent à en réduire l'impact, mais les contraintes techniques et économiques imposent néanmoins la création d'une perméabilité au sein des roches et donc la création de nouvelles fractures ou la stimulation de fractures existantes. Ces activités induisent la libération d'énergie lors des ruptures de roches ou des déplacements sur des fractures et donc de la sismicité.

19.3.1 Impact de la sismicité

Même si la sismicité induite par les projets de géothermie profonde a jusqu'à présent été toujours très limitée, les études d'incidence doivent néanmoins prendre en compte la présence d'infrastructures de surface ou enfouies, qui pourraient être affectées par cette sismicité. Les plus importantes sont:

- les centrales nucléaires et installations présentant un risque nucléaire, c'est-à-dire pour la Wallonie la centrale de Tihange et l'Institut des radioéléments (IRE) de Fleurus. Vu sa position géographique, la centrale nucléaire de Chooz (France) doit également prise en compte pour des sites géothermiques potentiels dans cette région¹⁰ ;
- les usines classées Seveso (seuil 1 & seuil 2)¹¹ ;
- les pipelines et les conduites importantes de gaz et d'eau (ex: Karamitros et al., 2007). Les contraintes se développant dans ce type d'infrastructures peuvent être surveillées grâce à l'implantation de fibres optiques sur les conduites.(ex: Yan & Chyan, 2010; Fu et al., 2010);
- les ponts/viaducs, canaux et ascenseurs à bateaux;
- les barrages.

Par ailleurs, il est connu depuis longtemps que les ondes sismiques émises lors d'un tremblement de terre peuvent être amplifiées localement lorsque des sédiments meubles recouvrent un bedrock. Ce phénomène, appelé « effets de site », correspond à une résonance du sol à une fréquence particulière (fréquence fondamentale) et celle-ci est une fonction à la fois de l'épaisseur et des caractéristiques élastiques des sédiments.

La Flandre et le Nord de la Wallonie correspondent à des régions où les effets de sites pourraient être rencontrés, puisque des sédiments meubles reposent principalement sur le massif de Brabant. Les premières études afin d'évaluer des effets de sites potentiels ont été réalisées dans cette région dans le cadre de l'application de l'Eurocode 8 pour la situation belge¹².

Deux techniques ont été utilisées : l'une correspond à un enregistrement en un point du bruit sismique ambiant. Un calcul du rapport spectral entre les composantes verticales et horizontales (méthode H/V) est ensuite réalisé. L'autre technique se base sur un enregistrement de plusieurs stations en même temps (méthode 'array').

La méthode H/V a été réalisée en 47 sites répartis en Flandre et dans le Nord de la Wallonie (Figure 39.a). Les mesures spectrales du bruit sismique montrent clairement des pics caractéristiques d'une fréquence fondamentale différente en fonction des sites (Figure 39.b). La présence de ces fréquences fondamentales indique donc la possibilité d'effets de site lors de séismes. Il existe également une relation entre cette fréquence fondamentale et l'épaisseur des sédiments meubles (Figure 39.c).

La méthode 'array' a été appliquée dans quatre sites différents, à savoir Gand, Bruxelles, Liège et Mons. Elle permet de prendre en compte l'évolution des vitesses de cisaillement en fonction de la profondeur. A partir de ces analyses, il est possible de dériver un spectre de réponse élastique pour ces différents sites. Ce spectre indique donc les accélérations qui devraient être enregistrées en fonction de la fréquence des ondes sismiques. Ces calculs se basent à la fois sur la composition et l'épaisseur des sédiments meubles et sur des séismes possibles d'une magnitude donnée (M = 5.5 et 6.5) à une distance donnée (50 km). La Figure 40 reprend des spectres de réponse élastique pour

¹⁰ <http://www.risquenucleaire.be/sites-nucleaires>

¹¹

http://environnement.wallonie.be/cgi/dgrne/plateforme_dgrne/visiteur/frames_affichage_document2.cfm?origine=2765&idFile=2765&thislangue=FR&pere=211

¹² <http://www.seismologie.be/dir600/pdf/final-report-sstc-NM-12-01-arial.pdf>

un site localisé dans la plaine alluviale de la Meuse à Liège et montre une amplification des accélérations pour une fréquence de l'ordre de 4 à 5 Hz (période de 0.25-0.20 s). La même étude à Mons (Figure 41) montre également une très nette augmentation des accélérations pour une fréquence supérieure à 3 Hz (période < 0.33 s). Ces courbes calculées pour ces sites diffèrent de celles évaluées en prenant en compte uniquement les spécificités de l'Eurocode 8.

Les résultats de cette étude montrent donc la nécessité de prendre en compte les effets de site potentiels en Flandre et dans le Nord de la Wallonie suite à des évènements sismiques, même indépendamment de toute exploitation géothermique. Il ressort également la nécessité de compléter cette étude, surtout dans le bassin de Mons, puisque les premiers résultats indiquent la possibilité d'effets de site désastreux dans cette région. Rappelons que dans cette étude, il s'agit de séismes naturels dont la magnitude est de 5.5 et 6.5. L'amplitude des ondes lors de ces évènements naturels serait donc de 100 à 1000 fois plus importante que celle du séisme maximum induit pour le site EGS de Bâle où la magnitude (ML) a atteint seulement 3.4. Il sera à l'avenir nécessaire d'évaluer les accélérations possibles et donc les effets de site dans ces régions pour des séismes induits d'une magnitude plus faible.

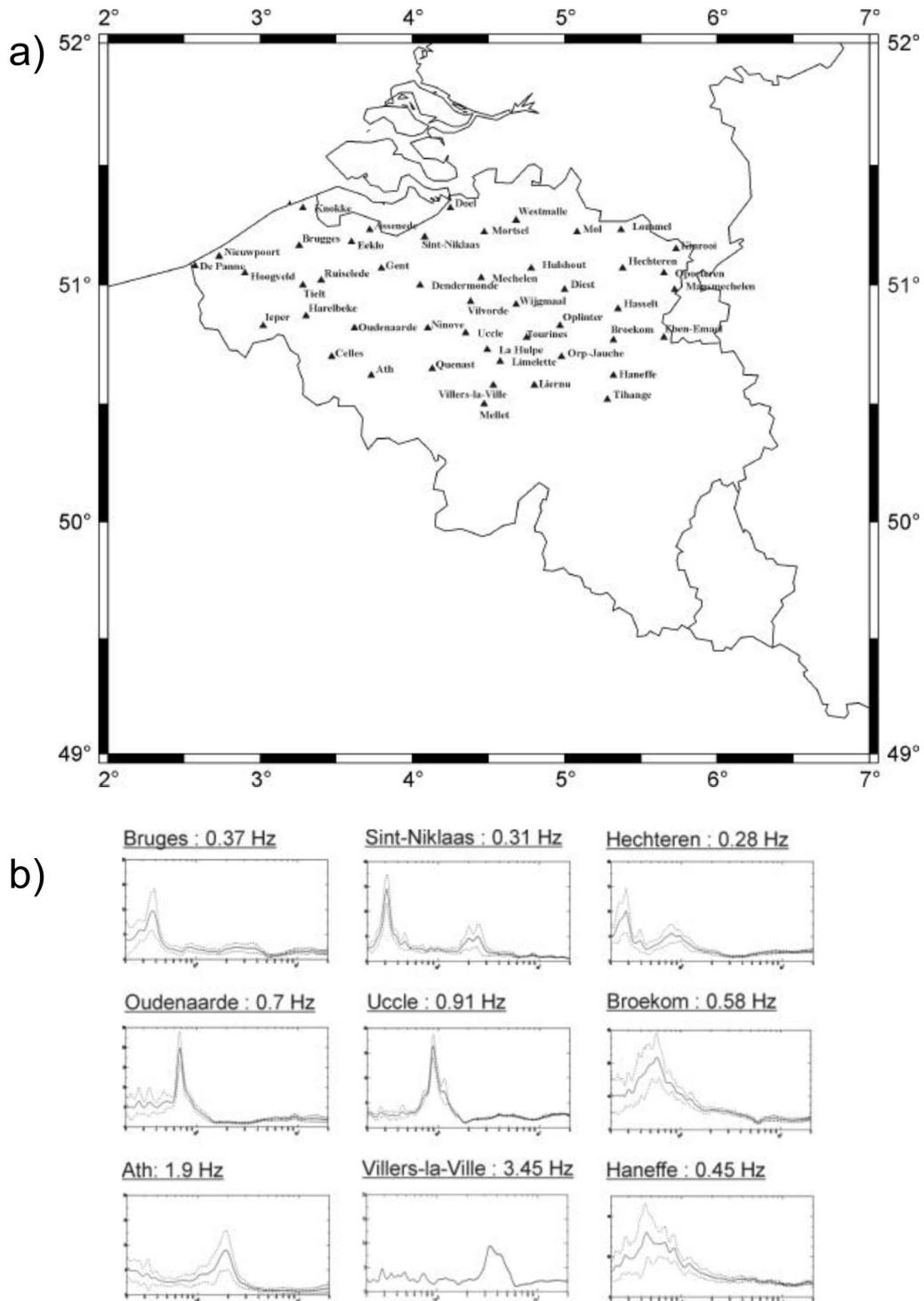


Figure 39: Etude des effets sites par la méthode H/V en Flandres et dans le Nord de la Wallonie. a) carte de localisation des stations de mesures ; b) exemples de fréquence fondamentale pour différents sites (tiré de Plumier et al., 2001 - <http://www.seismologie>)

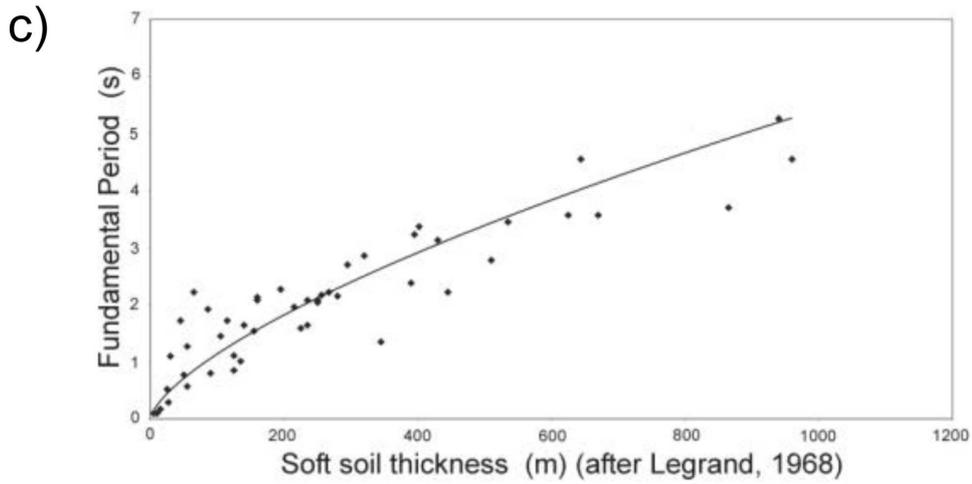


Figure 19 (suite) : c) Relation entre l'inverse de la fréquence fondamentale et l'épaisseur des sédiments meubles (tiré de Plumier et al., 2001 - <http://www.seismologie.be/dir600/pdf/final-report-sstc-NM-12-01-arial.pdf>)

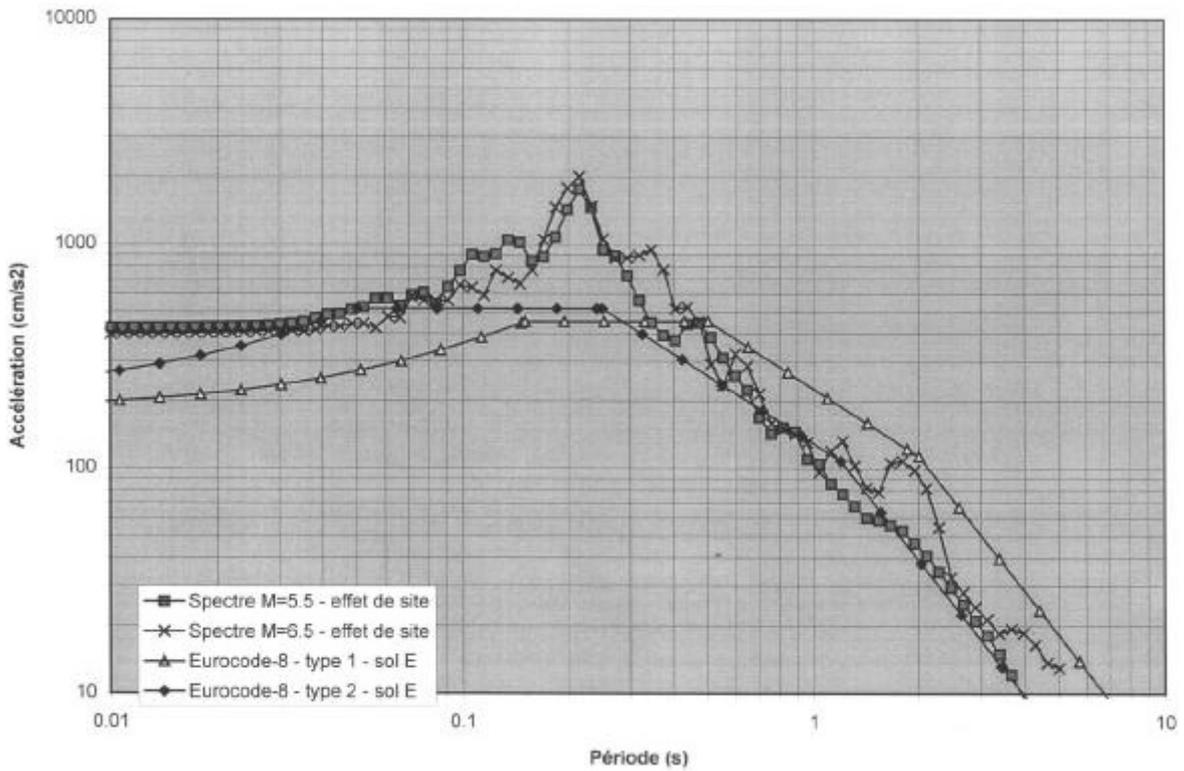


Figure 40: Spectres de réponse élastique pour un site à Liège (tiré de Plumier et al., 2001 - <http://www.seismologie.be/dir600/pdf/final-report-sstc-NM-12-01-arial.pdf>)

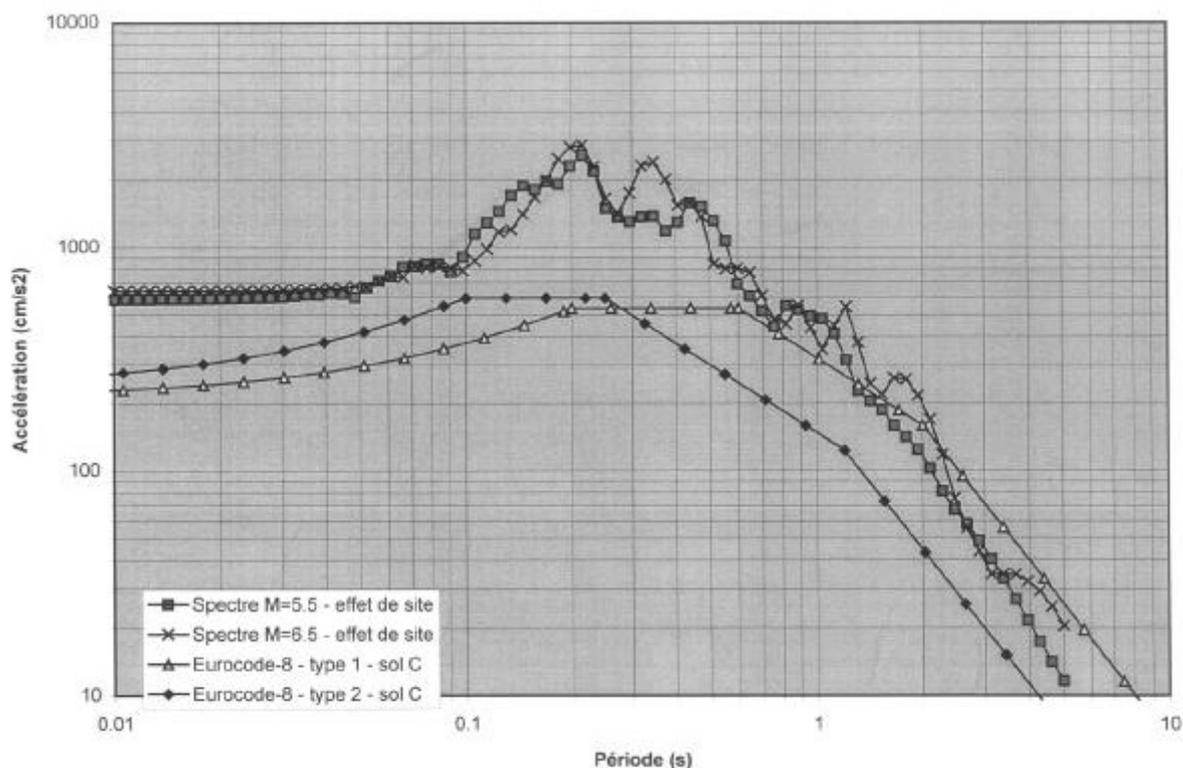


Figure 41: Spectres de réponse élastique pour un site à Mons (tiré de Plumier et al., 2001 - <http://www.seismologie.be/dir600/pdf/final-report-sstc-NM-12-01-arial.pdf>)

19.3.2 Impact des mouvements de sol

Les mouvements de sol induits lors de l'exploitation d'une ressource géothermique sont liés à des différences de pression au sein du réservoir entre les compartiments en production et ceux où les injections ont lieu. Au chapitre 17.6., des exemples de réseaux de surveillance des mouvements de sols ont été présentés. L'impact de ces mouvements est souvent limité puisqu'il s'agit de faibles déplacements verticaux. Les problèmes sont par contre plus importants lorsque le gradient des déplacements est important.

Les mouvements de sol sont un phénomène fréquent dont l'origine peut être naturelle, suite à des mouvements tectoniques ou à un rebond isostatique suivant la fonte des calottes glaciaires, soit liés à des activités anthropiques. Parmi celles-ci, les raisons les plus fréquentes sont le remplissage d'un lac de barrage, des pompages intensifs des nappes aquifères et des mouvements importants d'une nappe aquifère suite à l'arrêt de pompages.

L'étude de ces phénomènes en Belgique a été réalisée avec succès grâce à l'utilisation de l'interférométrie radar par satellites dans le cadre du programme TerraFirma¹³. Par exemple, dans la région d'Ottignies-Wavre, les analyses menées par le Service Géologique de Belgique¹⁴ ont montrées que la région d'Ottignies connaît une certaine stabilité avec de faibles mouvements, alors que la région de Wavre subit actuellement une subsidence importante (max. 4.7 mm/an) suite à la

¹³ <http://www.terrafirma.eu.com/>

¹⁴ http://www.naturalsciences.be/institute/structure/geology/gsb_website/research/archives/terrafirma

compaction des sédiments quaternaires de la vallée de la Dyle, y compris de la tourbe et à la surexploitation de la nappe aquifère du Crétacé (Figure 42).

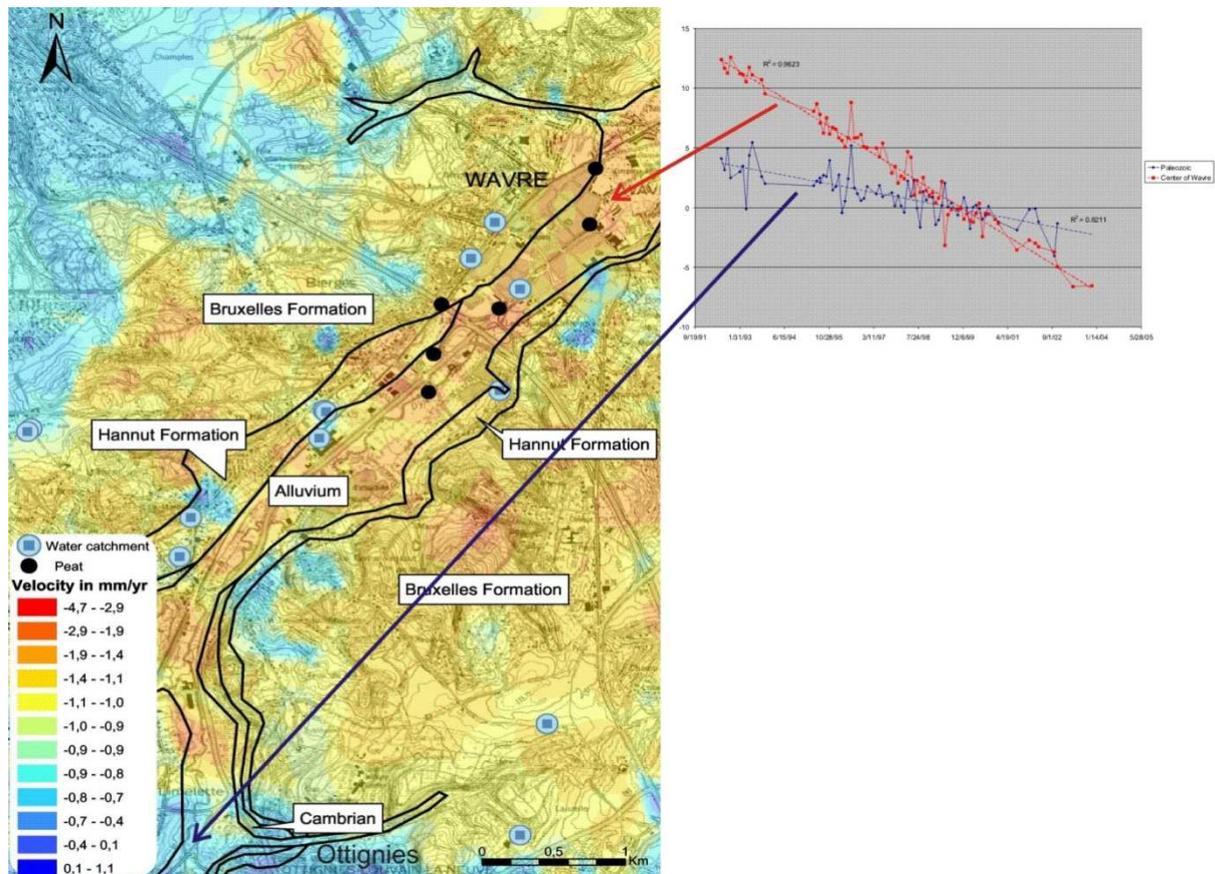


Figure 42: Surveillance de la subsidence à Wavre grâce à l'utilisation de l'interférométrie radar. Cette zone contraste avec celle d'Ottignies-Louvain-La-Neuve qui montre une relative stabilité (tiré de Devleeschouwer et Declercq, 2010)

La région wallonne a commandé une étude sur les mouvements de sol pour la région liégeoise. Il ressort que des vitesses de déplacement de l'ordre de 2.45 mm/an (soulèvement) à -7.15 mm/an (subsidence) sont enregistrés dans cette région (Figure 43). L'arrêt des activités minières dans les années 1970, l'interruption des pompages d'exhaure et la remontée consécutive de la nappe aquifère sont interprétés comme étant à la base des mouvements de soulèvement. Une analyse similaire a été menée pour les charbonnages du Limbourg. Dans la région bruxelloise, la recharge des nappes aquifères suite à une réduction des pompages d'eau conduit à des mouvements de soulèvement du sol.

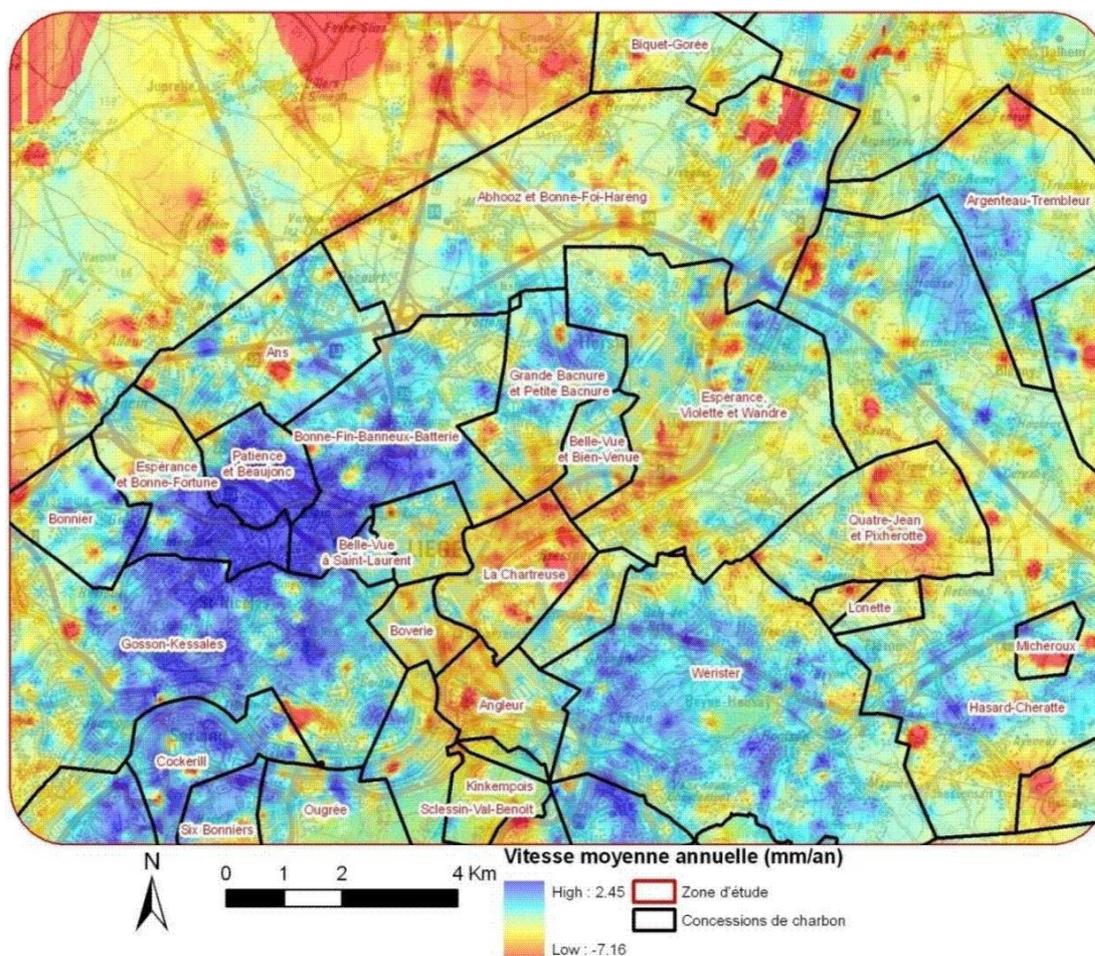


Figure 43: Surveillance par interférométrie radar des zones en soulèvement (bleu) et en subsidence (rouge) dans la région de Liège (tiré de Devleeschouwer et Declercq, 2010)

La prise en compte de ce type de phénomène avant le développement d'un réservoir géothermique est recommandée afin d'évaluer l'impact respectif de ce développement par rapport à d'autres processus naturels ou induits comme la surexploitation d'une nappe aquifère et l'interruption des pompages dans d'anciennes zones minières.

19.4 INTERFÉRENCES AVEC D'AUTRES FORMES D'EXPLOITATION DU SOUS-SOL

La demande énergétique, ainsi que le principe de séquestration du CO₂ sous terre, impliquera dans le futur de développer de plus en plus de nouveaux projets. L'interaction d'un projet à l'autre peut conduire à des phénomènes d'interférence. Cependant à ce jour, le nombre de projets géothermiques, surtout dans nos régions, est encore très limité et les sites actuellement exploités ont été sélectionnés entre autres sur base des critères de la disponibilité de la ressource, de la demande et de l'absence d'autres projets. Lors des recherches bibliographiques du présent projet, nous n'avons trouvé très peu de références traitant de ce sujet. Seuls deux exemples d'interférences entre une ressource de géothermie et une exploitation du sous-sol ont été trouvés. Le premier cas correspond à l'interférence entre le développement d'une mine d'or en Papouasie Nouvelle-Guinée et une ressource géothermique voisine du gisement (White et al., 2003). L'option a été prise de rabattre (dénoyer) artificiellement la

nappe géothermique afin de réduire au maximum les risques (brûlures, gaz) liés sa présence pour les mineurs. La ressource géothermique n'est donc pas utilisée, puisque la demande est faible.

Le second exemple est lié à un incident technique entre des doublets géothermiques exploitant l'aquifère du Dogger du bassin de Paris (Ile-de-France). La corrosion du tubage d'un puits a entraîné à une fuite, celle-ci résultant en une diminution dans la pression du réservoir. Ce problème a conduit au développement d'une surveillance de la pression dans le réservoir et à la quantification des risques d'interférences entre doublets (Lopez et al., 2010).

Mis à part ces exemples, la demande énergétique à l'avenir revêtira deux facettes: le développement de l'énergie géothermique et la gazéification ou la dégazéification des zones charbonnières. Il sera nécessaire de développer un cadastre du sous-sol et surtout d'évaluer l'impact latéral que peuvent revêtir ce type de projets afin d'éviter des interactions trop importantes entre les différents projets. Comme à ce jour, tous ces projets sont toujours au stade de la pré-faisabilité en Wallonie, il est incertain la manière selon laquelle ces technologies se développeront.

Une autre forme potentielle d'utilisation du sous-sol dans le futur vise à stocker sous terre du CO₂ provenant de grands producteurs (sidérurgie, centrales électriques, ...). Actuellement, cette technique est toujours au stade expérimental en milieu charbonnier et de nombreuses questions nécessitent d'être étudiées. Dans le chapitre 15.6., il a été montré que le CO₂ est également envisagé comme alternative à l'eau comme vecteur de chaleur. La combinaison des deux approches: géothermie et séquestration du CO₂ est un élément qui devra à l'avenir faire l'objet d'études plus approfondies.

Par ailleurs, il faut remarquer que les problèmes d'interférence ne se limitent pas seulement à une intrusion directe dans des infrastructures souterraines ou dans un réservoir exploité. L'effet d'une exploitation peut se ressentir à travers tout un réservoir. Pour se protéger d'interférences négatives les exploitants ayant obtenu un permis ou une concession excluront toute autre tentative d'exploitation même pour des matières différentes dans le périmètre de protection ou dans la zone de concession. L'attribution d'un permis aura donc de conséquences limitant donc fortement des demandes concurrentielles ou des exploitations alternatives. Par exemple dans le Limbourg (Loenhout), il existe une interdiction de tout forage de plus de 40 m dans la concession de Fluxys pour le stockage souterrain de gaz. Tout forage de plus de 400 m est soumis à l'approbation de Fluxys dans un périmètre de 10 km autour de la zone de stockage.

19.5 CONCLUSIONS

L'exploitation durable d'une ressource géothermique doit s'insérer dans un tissu urbanistique et industriel existant. Celui de la Wallonie, et plus particulièrement sa partie Nord, est important suite à la densité de population et d'industries. Nous avons vu au Chapitre 17 que lorsqu'une ressource a été reconnue, son développement et son exploitation peuvent engendrer trois grandes formes de risques géologiques, à savoir la sismicité induite, les mouvements de sol et la contamination des aquifères superficiels et les eaux de surface par des eaux géothermiques. Le suivi de ces différents risques passent par le développement de réseaux de surveillance spécifiques. Les **études d'incidence** en vue du développement de la ressource géothermique profonde doivent prendre en compte ces facteurs importants et plus particulièrement leur impact possible sur les infrastructures existantes, ainsi que l'exploitation actuelle du sous-sol (ex : captages d'eau). Une cartographie de ces infrastructures, de leur état et l'exploitation actuelle du sous-sol est nécessaire avant le développement des projets de géothermie.

L'impact de l'exploitation d'un réservoir géothermique doit être analysé d'un point de vue hydrogéologique afin de quantifier au mieux les risques de communication entre les aquifères superficiels et la ressource géothermique. Ces études doivent évaluer l'impact à la fois sur les niveaux piézométriques et sur la chimie des eaux. Les modélisations doivent également prendre en compte la présence des zones fracturées en leur appliquant des valeurs réalistes de perméabilité, puisqu'il s'agit de zones de communication potentielle. Le zone de recharge du réservoir géothermique doit être également localisée afin d'éviter une concurrence de celui-ci avec un aquifère plus superficiel qui partagerait la même zone.

L'impact sismique doit être évalué grâce notamment à la mise en place de réseaux de surveillance sismique et d'un système de 'traffic lights' (cf. Chapitre 17.5.6.). La mise en place de tel système est surtout importante pour les réservoirs nécessitant une stimulation importante comme pour les projets EGS. La prise en compte d'effets de site potentiels, surtout dans la région de Mons, doit être analysée en prenant en compte des magnitudes maximales induites possibles.

Les mouvements de sol dans une région peuvent être liés à différents facteurs, notamment la mise en charge d'un barrage, la surexploitation d'aquifères superficiels ou l'arrêt de pompage dans des zones minières. L'étude, par exemple par interférométrie radar par satellites, d'une région où une exploitation géothermique doit se mettre en place devrait se réaliser de manière préalable. Ainsi, l'impact véritable des activités de développement de la ressource sur les mouvements de sols pourra être correctement évalué par rapport à d'autres mouvements induits ou naturels.

Enfin, le développement de cette nouvelle forme d'énergie renouvelable en Wallonie, ainsi que les autres initiatives prévues à moyen terme comme la gazéification des zones charbonnières ou la séquestration sous terre du CO₂ nécessitera le développement d'un cadastre en 3D de l'exploitation du sous-sol.

PARTIE V : ETUDIER LE CADRE INCITATIF

20 INTRODUCTION

Les obstacles au développement d'une technologie, comme la géothermie profonde, sont de nature multiple. Pour procéder à un investissement de géothermie profonde, il ne faut pas uniquement que le cadre juridique soit adapté et que la base technologique soit suffisamment élaborée, les aspects financiers de l'investissement doivent également être pris en compte.

Un critère très important dans l'évaluation de l'aspect financier d'un projet est la rentabilité. La rentabilité d'un projet peut par exemple être évaluée par le temps de retour ou encore le taux de rentabilité interne d'un projet. Mais d'autres critères comme le montant absolu de l'investissement, le risque et l'incertitude (par exemple dans le cas des nouvelles technologies), la santé financière de l'entreprise, l'expérience dans le domaine etc. ont également un rôle important dans la décision de procéder ou non à l'investissement. Des incitants seront donc souvent nécessaires pour favoriser les démarches d'investissement, ceci d'autant plus dans le cas de technologies émergentes, comme celles liées, dans le contexte qui nous occupe, à la géothermie profonde.

Spécifiquement pour les projets de géothermie, il y a clairement des barrières financières et économiques considérables. Notons les coûts élevés en amont (le forage d'exploration), le risque géologique toujours présent (cf. tâche 3.2) et un temps de retour long suite, entre autre, aux coûts d'investissement élevés (forage de production, réseaux de chaleur), aux coûts 'administratifs' non-négligeables (permis, études d'incidences, études des risques,...) et des revenus limités.

Les graphiques ci-dessous donnent une idée des coûts d'un projet de géothermie étalés sur les différentes phases qui le composent.

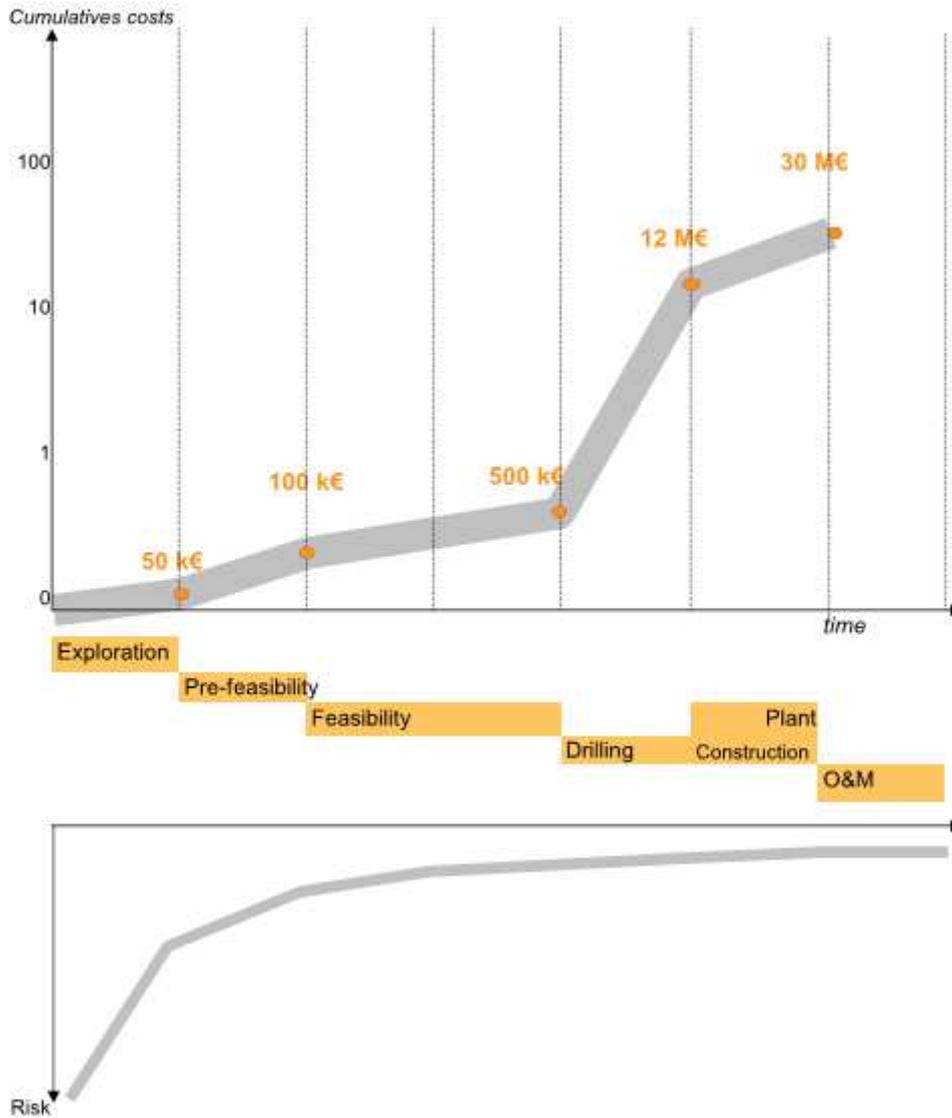


Figure 44: Coûts cumulés d'un projet de centrale géothermique ORC en Allemagne (Source: GEOFAR - R&P)

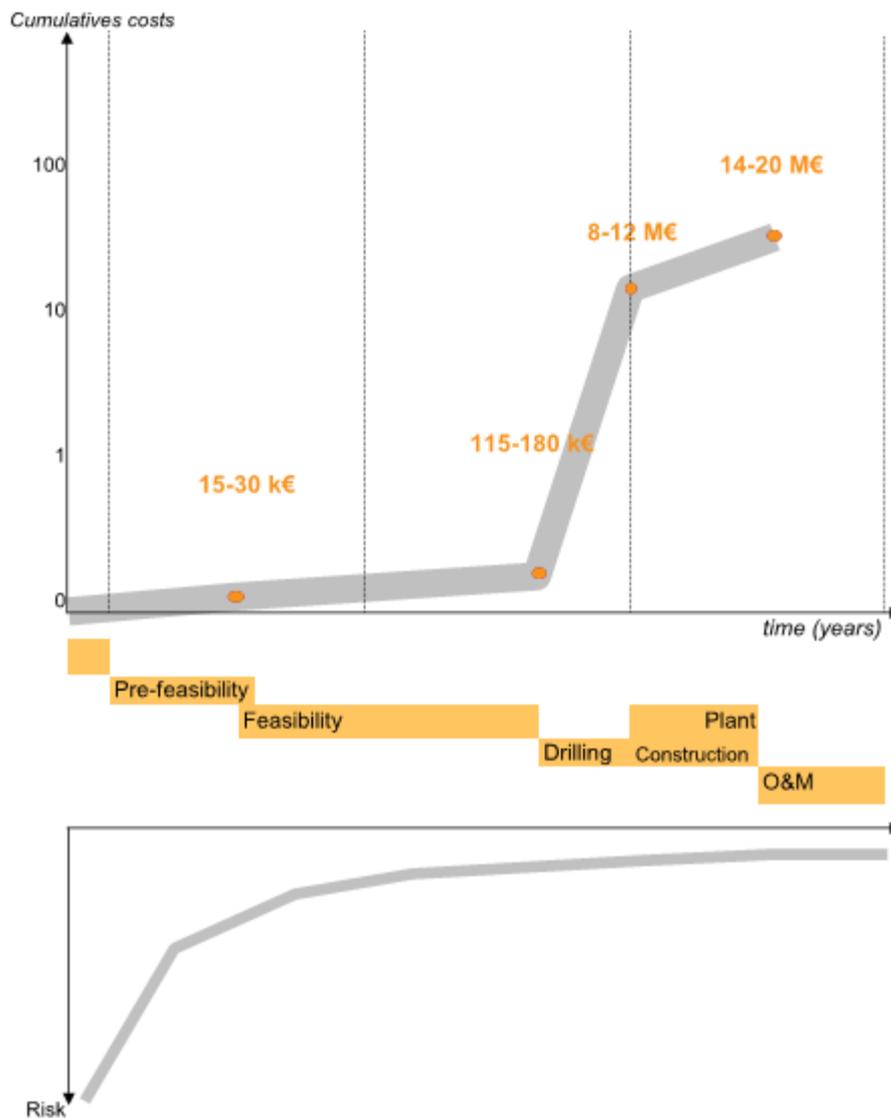


Figure 45 : Coûts cumulés d'un projet de doublet géothermique pour un réseau de chaleur dans le Bassin Parisien (Source: GEOFAR - CFG Services)

L'objectif de la présente tâche est de mener une réflexion sur des améliorations du cadre incitatif financier actuellement en place en Région Wallonne afin que des instruments de financement adaptés aux projets de géothermie soient disponibles. Pour cela, il est nécessaire, dans un premier temps, d'analyser la situation actuelle en Région Wallonne : quels instruments financiers sont disponibles pour les projets de géothermie ; sont-ils bien adaptés aux spécificités de cette technologie.

Ensuite, les régimes d'aide qui prédominent chez nos voisins européens (Allemagne, France, Pays-Bas) seront étudiés. Cette analyse permettra de comparer différents systèmes d'incitants entre eux, de trouver les points forts et faibles de chaque système et de faire des propositions d'amélioration du système wallon actuel.

Puisque les assurances relatives aux aléas géologiques ont été étudiées dans la tâche 3.2, elles ne sont plus discutées dans cette partie. Celles-ci constituent toutefois un élément important dans les instruments financiers possibles.

21 TÂCHE 4.1 : ANALYSE DES INCITANTS EXISTANTS EN WALLONIE

21.1 INTRODUCTION

Cette tâche vise à étudier les incitants existants en Wallonie pour des projets spécifiques de géothermie profonde.

Les incitants suivants sont étudiés dans cette section :

- Les avances récupérables
- L'aide à l'investissement
- La déduction pour investissement
- Système des certificats verts
- Le marché européen des quotas de CO₂
- Participation au montage financier

21.2 INCITANTS EN WALLONIE

21.2.1 Avances récupérables

Personnes contactées dans le cadre de la présente recherche :

- M. Jean-Claude Georges, Ingénieur expert, SPW Direction générale opérationnelle de l'Economie, de l'Emploi & de la Recherche (DGO6) Département du Développement technologique, Direction des Projets de Recherche,
- M. Michel Charlier, Inspecteur général, SPW Direction générale opérationnelle de l'Economie, de l'Emploi & de la Recherche (DGO6) Département du Développement technologique, Direction des Projets de Recherche,

Textes réglementaires consultés dans le cadre de la présente recherche :

Les dispositions relatives aux « avances récupérables » sont décrites dans le Décret relatif au soutien de la recherche, du développement et de l'innovation en Wallonie du 3 juillet 2008.

Description de l'incitant

Les avances récupérables représentent une aide dans la stade de recherche d'une technologie. Une avance récupérable consiste à une avance accordée par la Région pour effectuer de la recherche. Au moment où les résultats de la recherche peuvent être exploités, les avances doivent être remboursés selon des conditions spécifiques. Le remboursement de l'avance n'a pas lieu si les résultats de la recherche ne sont pas exploités.

Selon le cas, il est possible que l'avance récupérable soit remplacée par une subvention, qui a le avantage qu'elle ne doit pas être remboursée. Par exemple quand il y a une collaboration entre diverses entreprises une subvention peut être accordée.

La condition la plus importante pour bénéficier des avances récupérables, est qu'il faut que le projet de recherche démontre des éléments innovateurs.

D'autres éléments qui sont pris en compte dans l'évaluation sont :

- La qualité, la faisabilité technologique et la pertinence du projet;
- La valorisation des résultats de la recherche en Région wallonne;
- La situation financière de l'entreprise;
- Le degré de risque;
- L'environnement;
- L'effet incitatif de l'aide.

L'aide peut être accordée pour différents acteurs :

- Entreprises
- Partenariats d'innovation technologique
- Centres de recherche agréés
- Organismes publics de recherche, aux unités universitaires et aux unités de haute école.

Des combinaisons d'acteurs peuvent également être subventionnées.

Pour les entreprises, différents types de projets peuvent être subventionnés. Les subventions peuvent porter sur :

- les activités de recherche industrielle
- les activités de développement expérimental
- les études de faisabilité technique
- les droits de propriété industrielle
- des subventions aux jeunes entreprises innovantes
- les innovations de procédé dans les services
- sur les innovations d'organisation dans les services
- sur les services de conseil en innovation et de soutien à l'innovation
- sur l'engagement temporaire de personnel.

Dans le développement expérimental, les prototypes ou tests pilotes sont également repris.

Pour pouvoir bénéficier de cette subvention, certains critères doivent être respectés:

- le produit, procédé ou service innovant doit avoir un marché accessible pour l'entreprise et une rentabilité suffisante;
- les applications industrielles de la recherche doivent déboucher, dans les 5 ans depuis le début de la recherche, sur une activité économique rentable en Wallonie;
- l'entreprise doit être saine sur le plan financier ou avoir la possibilité de trouver les financements correspondant aux besoins actuels et prévisibles du projet;
- l'équipe de recherche doit être compétente et motivée;
- la recherche et ses applications ne doivent pas nuire à l'environnement.

L'évaluation, pour autant que le projet contienne suffisamment d'éléments innovateurs, est effectuée au cas par cas et dépendra de l'état du développement de la technologie. Une comparaison des technologies proposées par rapport aux technologies existantes sera notamment réalisée lors de cette évaluation.

Pour les PME les avances récupérables sont de 50 à 70 % du coût du projet. Pour les grandes entreprises les avances récupérables sont de 50 % du coût du projet.

Annexe 5 : Décret du 3 juillet 2008 relatif au soutien de la recherche, du développement et de l'innovation en Wallonie

Analyse de la pertinence de l'incitant pour la géothermie profonde

Cette subvention peut être appliquée pour la recherche, le développement et l'innovation.

Ceci est très valable pour des technologies émergentes, mais n'est plus d'application une fois que la technologie est connue.

Dès lors, ce programme sera d'intérêt pour les projets « pionniers » de géothermie profonde qui ont encore besoin de la recherche technologique, mais ne pourra pas être appliqué de manière étendue et systématique à tous les projets de géothermie profonde. En effet, ce programme ne donne aucun cadre structurel pour une aide financière pour la phase de recherche de chaque projet de géothermie profonde.

21.2.2 L'aide à l'investissement

Personnes contactées dans le cadre de cette recherche :

Mr. Thierry Binon et Mme. Véronique Van Honsté de la DG06 économie, emploi et recherche, Département de l'investissement, Direction des programmes de l'investissement.

La base juridique pour l'aide à l'investissement est :

- Le Décret du 11 mars 2004 relatif aux incitants régionaux en faveur des grandes entreprises;
- Le Décret du 11 mars 2004 relatif aux incitants régionaux en faveur des petites et moyennes entreprises;
- Le Décret du 11 mars 2004 relatif aux incitants destinés à favoriser la protection de l'environnement et l'utilisation durable de l'énergie;
- Les différents Arrêtés d'exécution

Plusieurs formes d'incitants sont reprises dans la notion d'aide à l'investissement. Le taux d'aide à l'investissement diffère par filière et est en cours de modification.

Dans le cadre des projets géothermie profonde, deux formes peuvent être retirées :

- Les aides spécifiques en faveur de la protection de l'environnement et l'utilisation durable de l'énergie (Décret ENV-UDE)
- Les aides à l'investissement cofinancées par le FEDER : Convergence, Compétitivité et Emploi (nouveaux Objectifs 1 et 2)

Clairement le premier, mais également le deuxième encouragent les entreprises qui réalisent un programme d'investissements ayant pour objectif la protection de l'environnement ou l'utilisation durable de l'énergie en Région wallonne. Evidemment, les entreprises doivent respecter certaines conditions générales et spécifiques selon le programme d'aide. Les conditions générales sont les suivantes :

- Pour pouvoir bénéficier de l'aide, il faut avoir créé ou créer une unité d'établissement (siège d'exploitation, siège d'activité, succursale, ...) en Région wallonne.
- Les investissements ne peuvent pas encore commencer avant l'introduction de la demande de l'aide. A cet égard, le début des investissements se définit comme la date de première facture ou de l'acte notarié. La date de prise en considération des investissements correspond à la date de réception de cette première demande adressée à l'Administration.

- Le programme d'investissements doit débuter dans les six mois de la demande et doit être réalisé au plus tard quatre ans après cette date. Si le projet comporte des investissements immobiliers, les immeubles correspondants doivent être utilisés à des fins professionnelles dans les six mois qui suivent leur achat ou leur achèvement.

Les aides spécifiques en faveur de la protection de l'environnement et l'utilisation durable de l'énergie

En général, une PME ou une grande **entreprise** peut bénéficier de la prime. La personne morale de droit public et l'association sans but lucratif sont exclues du bénéfice des incitants.

Certains secteurs sont néanmoins exclus pour les aides spécifiques pour la protection de l'environnement et l'utilisation durable de l'énergie. Ainsi notamment les entreprises dont les activités relèvent d'un des domaines suivants :

- la production, le transport, la distribution et le commerce d'électricité; la production de gaz, la distribution et le commerce de combustibles gazeux; la production et la distribution de chaleur (classes 40.10 à 40.30);

N'est pas exclue, la petite entreprise qui n'est pas détenue par une moyenne ou une grande entreprise qui relève du secteur de l'énergie et qui produit de l'énergie à partir de sources renouvelables pour une entreprise ou une collectivité;

- le captage, le traitement et la distribution d'eau (division 41);

→ un projet de géothermie profonde consistera toujours des activités de production d'électricité/chaleur. Pour pouvoir bénéficier de la prime spécifique pour un projet de géothermie, l'entreprise doit donc être une petite (ou très petite) entreprise qui n'est pas détenue par une moyenne ou une grande entreprise qui relève du secteur de l'énergie.

La petite entreprise est défini comme suite :

la petite entreprise est une entreprise dont l'effectif d'emploi compte au moins 10 travailleurs et moins de 50 travailleurs; et dont :

- soit le chiffre d'affaires annuel n'excède pas 10.000.000 euros;
- soit le total du bilan annuel n'excède pas 10.000.000 euros.

Pour calculer ces effectifs et montants financiers, on prend en considération le type de relations que les PME concernées entretiennent avec d'autres entreprises en termes de participation au capital et de droit de vote (le plus élevé de ces deux taux étant pris en compte).

La formulation « qui n'est pas détenue » signifie en pratique que l'entreprise ne peut pas être détenue ne fut-ce que par 1 action d'un 'grand' producteur d'électricité/chaleur.

Montant de l'aide

Dans le cas de l'entreprise qui développe des énergies issues de sources d'énergie renouvelables, comme la géothermie, les investissements admis sont limités aux **surcoûts** supportés par l'entreprise par rapport à une **installation de production d'énergie traditionnelle** de même capacité en termes de production effective d'énergie. Du montant obtenu suite à ces comparaisons, il y a lieu de déduire la valeur des certificats verts.

Le circulaire du 29 septembre 2006 relative aux modalités d'application de l'AGW du 2 décembre 2004 relatif aux incitants destinés à favoriser la protection de l'environnement et l'utilisation durable de l'énergie (M.B. 09.01.2007) :

Pour la production d'électricité l'installation faisant l'objet de la demande est comparée à une centrale TGV fonctionnant au gaz naturel. Dès lors, toute installation de production d'électricité issue de sources d'énergie renouvelables est comparée à une centrale TGV de même capacité en terme de production effective d'énergie.

Pour la petite entreprise qui n'est pas détenue par une moyenne ou une grande entreprise qui relève du secteur de l'énergie et qui produit de l'énergie à partir de sources renouvelables pour une entreprise ou une collectivité, la prime ne peut dépasser **1.500.000 € sur quatre ans**

Les pourcentages suivants d'aides sont appliqués à la base subsidiable :

	PME	Grande entreprise
Investissements permettant le développement d'énergie issue de sources d'énergie renouvelables	50 %	20 %

Les pourcentages visés ci-dessus, pour la grande entreprise peuvent être augmentés d'un bonus déterminé comme suit :

- (1) 5 % si la grande entreprise se situe dans les communes répertoriées en zone de développement des provinces du Brabant Wallon, de Namur, de Liège et du Luxembourg;
- (2) 10 % si la grande entreprise se situe dans les communes répertoriées en zone de développement de la province du Hainaut.

Le bonus n'est pas d'application pour la grande entreprise qui réalise des investissements visant la réduction de la consommation de l'énergie utilisée au cours du processus de production.

Le seuil minimum d'investissements éligibles est fixé à 25.000 euros.

Aide fiscale complémentaire

Exonération du précompte immobilier (EPI) sur les investissements immeubles par nature ou par destination pendant une durée de 5 ans pour la petite entreprise.

Toutefois, l'exonération peut être accordée pour une durée maximale de 7 ans pour le matériel et l'outillage en cas de création d'entreprise.

Les aides à l'investissement cofinancées par le FEDER : Convergence, Compétitivité et Emploi (nouveaux Objectifs 1 et 2)

Cette programme est uniquement possible pour des entreprises situées dans la province du Hainaut et les zones de développement hors Hainaut.

Considérant les projets de géothermie profonde, les secteurs éligibles aux primes à l'investissement cofinancées par le FEDER sont les suivantes :

- les énergies renouvelables, l'utilisation rationnelle de l'énergie
- la recherche et développement

Pour bénéficier d'une prime à l'investissement cofinancée par le FEDER, la PME ou la grande entreprise doit réaliser un programme d'investissement répondant aux spécifications de l'Objectif Convergence (pour la province du Hainaut) ou de l'Objectif Compétitivité et Emploi (pour toutes les zones de développement hors Hainaut).

L'entreprise ne peut pas non plus avoir des activités qui relèvent du secteur de l'énergie (classes 40.10 à 40.30). L'exonération pour la petite et très petite entreprise qui n'est pas détenue par une moyenne ou une grande entreprise qui relève du secteur de l'énergie est également valable dans ce programme.

Les dépenses sont éligibles jusqu'au 31/12/2015.

Analyse

- L'aide de l'investissement peut uniquement être accordée aux entreprises privées. Des instituts publics, comme les intercommunales par exemple sont donc exclus.
- Les entreprises créées spécifiquement pour la production d'électricité ou de chaleur à partir de géothermie ne peuvent pas bénéficier de ces aides, sauf si l'entreprise est une petite entreprise pas détenue du secteur de l'énergie. Vu les grands montants associés à un projet de géothermie profonde, il est peu probable que le projet sera mené par une petite entreprise.
- Les entreprises qui ont une autre activité de base (cf. code NACE) et qui investissent dans la géothermie profonde pour utiliser eux-mêmes l'électricité/chaleur peuvent bénéficier de l'aide.
- La prime maximale de 1.5 million ne couvre qu'une fraction du coût total d'un investissement dans la géothermie profonde.

21.2.3 La déduction pour investissement

Personne contactée dans le cadre de cette recherche :

Paul Zeebroeck, Vlaams EnergieAgentschap VEA,

Base juridique : Le Code des Impôts sur les Revenus 1992 du 10 avril 1992

Description de l'incitant

Selon le dispositif prévu à l'article 69 du Code des impôts sur les revenus 1992 (CIR92), les entreprises ont la possibilité de diminuer leurs bénéfices imposables par une «Déduction pour investissements visant à économiser l'énergie». La déduction pour investissement est une exonération du bénéfice à concurrence d'une quotité de la valeur d'investissement qui correspond à un pourcentage du prix d'acquisition ou de revient d'immobilisations acquises à l'état neuf et d'immobilisations incorporelles neuves lorsque ces immobilisations sont affectées à l'exercice de l'activité professionnelle.

La fiscalité étant une compétence fédérale, cette mesure est valable dans les trois régions belges. Mais les attestations à tenir à disposition de l'administration en ce qui concerne les investissements économiseurs d'énergie doivent, suivant le lieu de l'investissement, être réclamées auprès la région respective.

Les investissements qui entrent en ligne de compte pour la déduction majorée pour investissement doivent être axés sur une utilisation rationnelle de l'énergie dans l'industrie, et plus particulièrement sur une amélioration des processus industriels sur plan purement énergétique.

Les investissements doivent en outre pouvoir être classés sous un des douze catégories spécifiés.

La géothermie tombe sous la catégorie 11 : production d'énergie à partir des sources d'énergie renouvelables

Entrent en considération pour cette catégorie, les investissements dans de nouveaux appareils pour:

- la conversion thermique d'énergie solaire (chauffe-eau solaires pour la production d'eau chaude de chauffage, sanitaire et/ou à des fins de production, ou d'air chaud à des fins de chauffage ou de production) ;
- la conversion photovoltaïque d'énergie solaire pour la production directe d'électricité ;
- l'utilisation d'énergie éolienne ;
- l'utilisation d'énergie hydraulique ;
- **l'utilisation d'énergie géothermique ;**
- le stockage froid-chaueur.

	PERSONNES MORALE	PME	AUTRE SOCIÉTÉS
Investissement visant à économiser l'énergie	13.5%	13.5%	13.5%

Tableau 21 : Pourcentage de déduction

Analyse de la pertinence de l'incitant pour la géothermie profonde

La déduction pour investissement est une mesure intéressante qui aidera dans la phase d'investissement d'un projet de géothermie profonde.

21.2.4 Système des certificats verts

Personne contactée dans le cadre de la présente recherche :

Mr. Olivier Squilbin, Directeur Promotion des énergies renouvelables, Commission Wallonne Pour l'Energie – CwaPE.

La base juridique pour le système des certificats verts est :

- Le décret du 12 avril 2001 relatif à l'organisation du marché régional de l'électricité
- L'arrêté du 30 novembre 2006 relatif à la promotion de l'électricité produite au moyen de sources d'énergie renouvelables ou de cogénération (AGW-PEV)

Pour soutenir la production d'électricité à partir de sources d'énergie renouvelables la Région wallonne a mis en place un système des certificats verts.

Le décret du 12 avril 2001 relatif à l'organisation du marché régional de l'électricité, définit les sources d'énergie renouvelables comme 'toute source d'énergie, autre que les combustibles fossiles et les matières fissiles, dont la consommation ne limite pas son utilisation future, notamment l'énergie hydraulique, l'énergie éolienne, l'énergie solaire, l'énergie géothermique et la biomasse.

Ce système peut donc être appliqué pour des projets de géothermie qui produisent de l'électricité, oui ou non combiné avec la production de chaleur.

En principe, un certificat vert est accordé pour la production d'un MWh électrique sans émission de CO₂, soit une économie de 456 kg de CO₂. Dans le cas de l'énergie hydraulique, éolienne et géothermique, la production d'un MWh électrique donne droit à un certificat vert. Dans le cas d'autres filières de production d'électricité (principalement biomasse), on applique un taux d'économie de CO₂ qui réduit ou qui augmente le nombre de certificats verts par MWh électrique produite, en tenant compte de la production de chaleur ou des émissions de CO₂ relatives à la préparation de la biomasse. Pour la filière solaire photovoltaïque, le niveau de soutien est renforcé par l'application d'un coefficient multiplicateur qui diminue avec l'âge de l'installation. Les certificats verts ainsi reçus sont vendus à un marché virtuel.

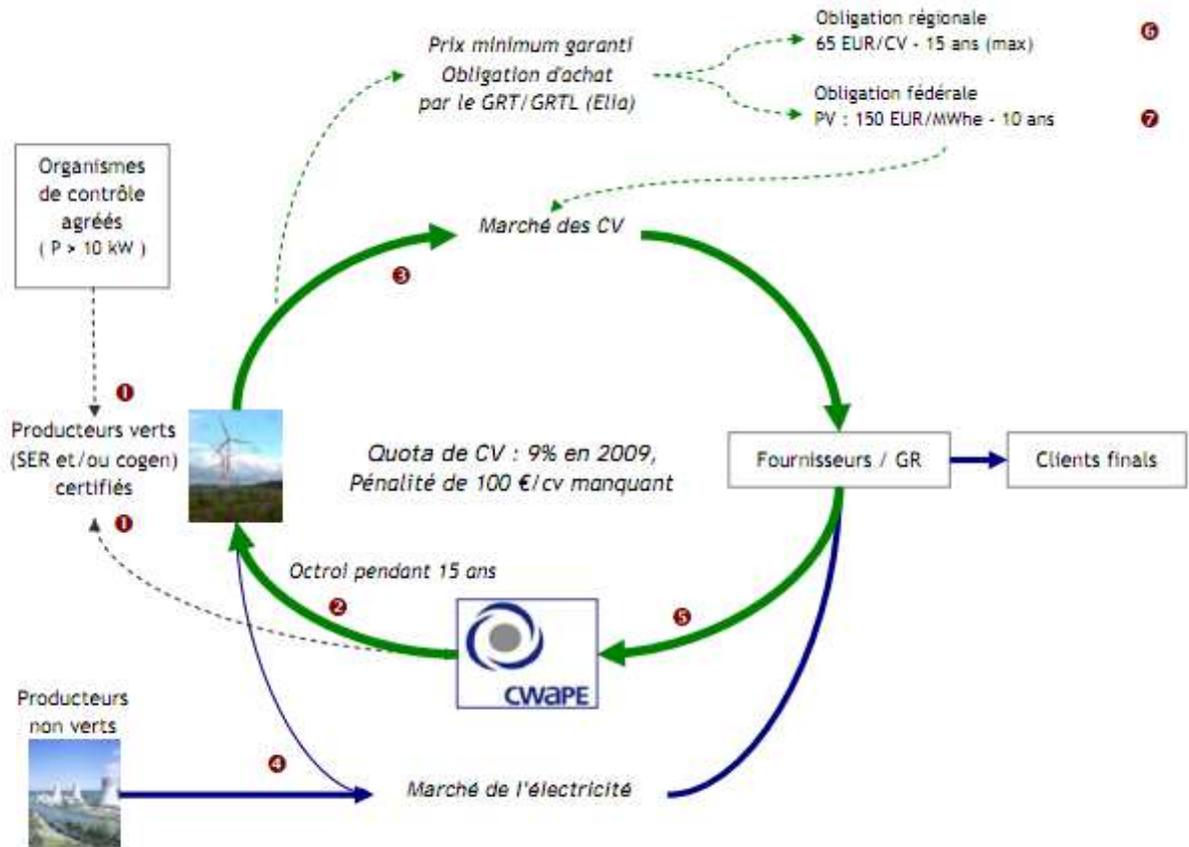


Figure 46 : Système de soutien des certificats verts [Source : Rapport annuel spécifique 2009 sur 'l'évolution du marché des certificats verts, CwaPE]

Sur base de la législation en vigueur le taux d'octroi pour des projets de géothermie est de 1 CV/MWh. L'octroi de CV pour des projets de géothermie produisant de l'électricité, se ferait sur base des formules suivantes :

Pour les 10 premières années d'octroi : $CV = k_{\text{géothermie}} \times E_{\text{enp}}$

Avec

$k_{\text{géothermie}} = 1 \text{ CV/MWh}$

E_{enp} = électricité nette produite (mesurée conformément au code de comptage)

Pour les 5 dernières années d'octroi : $CV = k_{\text{red}} \times k_{\text{géothermie}} \times E_{\text{enp}}$

Avec

$k_{\text{géothermie}} = 1 \text{ CV/MWh}$

E_{enp} = électricité nette produite (mesurée conformément au code de comptage)

k_{red} = facteur de réduction, restant à définir (cf. la proposition de la CwaPE du 9 novembre 2010 → pour la géothermie : 100%).

Le prix du certificat vert n'est pas garanti puisqu'il peut fluctuer en fonction de l'offre et de la demande. C'est en fait la demande qui tire l'offre, puisque le quota de certificats à remettre par les fournisseurs augmentant chaque année de 1%, la demande de certificats verts est donc chaque année plus importante.

Néanmoins, le prix du certificat vert se maintient entre 65 € (montant minimum garanti) et 100 € (montant de l'amende). Depuis le lancement du mécanisme des certificats verts, le prix moyen du certificat oscille typiquement aux alentours de 90 €. Du rapport annuel spécifique de la CwaPE de l'année 2009, il ressort en effet que la moitié (48%) des certificats verts sont vendus à 90 € ou plus et que le prix moyen des certificats verts était de 87,88 €.

Garantie de rachat des certificats verts au niveau fédéral

Parallèlement aux différents mécanismes mis en place dans les Régions, l'état fédéral a prévu une garantie de rachat des certificats verts à un prix déterminé. Ainsi, le Gestionnaire du Réseau de Transport d'électricité (Elia – gestionnaire du réseau haute tension) est obligé de racheter les certificats verts à un prix garanti, pour autant que chaque certificat corresponde à la production électrique d'un MWh. Ce tarif de rachat est garanti pendant 10 ans. Il est de 50 €/MWh pour l'éolien et l'hydraulique, de 20 €/MWh pour la biomasse et la géothermie et de 150 €/MWh pour le photovoltaïque.

- ➔ 20 €/MWh << 90 €/MWh ; ce garantie est très bas par rapport au prix moyen du marché régional. Le marché régional doit déjà fort baisser avant qu'on fera appel au garantie de rachat fédérale.

Garantie de rachat des certificats verts au niveau régional

Le Gouvernement wallon a prévu un mécanisme complémentaire destiné à garantir un prix minimum des certificats verts sous certaines conditions. Ce prix minimum garanti est de 65 € par certificat vert. Pour les installations de faible puissance (<= 10 kW), ce prix minimum est garanti pour une période de 15 ans à charge du GRTL (Gestionnaire du Réseau de Transport Local, Elia) et à dater de la mise en service de l'installation.

- ➔ 65 €/MWh < 90 €/MWh ; ce garantie est plus bas que le prix moyen du marché régional mais offre un filet de sécurité.

Analyse

- Le système des certificats verts diffère des autres incitants puisque un soutien est accordé une fois que le projet est dans la phase opérationnelle c.-à.-d quand l'investissement est réalisé.
- L'incitant est uniquement pour des projets de géothermie produisant de l'électricité. Pour l'utilisation de la chaleur produite, un tel système de soutien n'existe pas.
- Les montants reçus sont considérables.

21.2.5 Le marché européen des quotas de CO2

Base juridique :

- Directive 2003/87/CE du 13 octobre 2003 établissant un système d'échange de quotas d'émission de gaz à effet de serre dans la Communauté et modifiant la directive 96/61/CE du Conseil

- Directive 2009/29/CE du 23 avril 2009 modifiant la directive 2003/87/CE afin d'améliorer et d'étendre le système communautaire d'échange de quotas d'émission de gaz à effet de serre

Description de l'incitant

L'utilisation d'énergie géothermique permet un moindre (ou plus aucun) recours aux énergies fossiles. Si l'énergie géothermique remplace la combustion d'énergies fossiles dans une société soumise à la Directive ETS, l'entreprise devra soumettre moins de quotas CO2 ce qui, selon la situation particulière de l'entreprise, peut entamer à une vente de quotas sur le marché ou un achat réduit de quotas. Dans les deux cas, une bénéfice par rapport à la situation initiale est réalisée.

Ceci vaut évidemment pour tous les pays européens.

Analyse de la pertinence de l'incitant pour la géothermie profonde

Ceci n'est pas vraiment un incitant classique mais peut stimuler le développement de la géothermie puisqu'un avantage financier peut être créé par le marché des quotas de CO2. Les avantages seront réalisés dans la phase opérationnelle du projet. La condition est évidemment que l'entreprise est soumise à ETS.

21.2.6 Participation au montage financier

Personne contactée dans le cadre de cette recherche :

M. Wegnez, SRIW Environnement et B.E. Fin

Description de l'incitant

Au sein de la SA S.R.I.W. ENVIRONNEMENT la filiale spécialisée B.E. Fin a été créée. La filiale spécialisée est dédiée aux biotechnologies environnementales, des biocarburants et des énergies renouvelables et au développement durable en général.

La S.R.I.W. ENVIRONNEMENT prend des participations dans les entreprises afin de renforcer les capitaux permanents des entreprises via une augmentation de capital, éventuellement liée à l'octroi de prêts subordonnés convertibles ou non.

L'intervention en capital est en principe toujours minoritaire et peut impliquer une présence au sein du Conseil d'Administration.

En général, il n'y a pas de conditions strictes définies pour la participation ou non de la SRIW Environnement / B.E. Fin. Mais elle participera plus souvent dans des entreprises PME que dans les grandes entreprises/groupes. La S.R.I.W. basera sa décision aussi sur le business plan du projet qui doit démontrer la rentabilité du projet.

Analyse de l'incitant

Il s'agit d'une injection de capital, ce qui peut donner l'oxygène nécessaire pour des entreprises, certainement dans les phases avant-exploitation, comme pour financier le coût immense des forages profonds.

22 TÂCHE 4.2 : ANALYSE DES INCITANTS EXISTANTS HORS WALLONIE

22.1 LA FRANCE

Suite au « Grenelle de l'Environnement » en 2007 qui a abouti à l'élaboration d'un plan d'action en faveur de l'écologie, du développement et de l'aménagement durables, la politique en matière de développement des énergies renouvelables en France a connu un nouvel élan. Les conclusions de ces discussions ont été traduites à travers deux lois, nommés loi Grenelle 1 (Loi de programme relative à la mise en œuvre du Grenelle) et loi Grenelle 2 (Loi d'engagement national pour l'environnement). De nouveaux instruments financiers se sont ainsi ajoutés au cadre incitatif déjà en vigueur ou ont remplacé certains instruments existants.

22.1.1 Rachat d'électricité

Pour favoriser la production d'**électricité** à partir d'une énergie renouvelable, la loi française a imposé aux fournisseurs d'énergie le rachat de l'électricité renouvelable produite à un tarif fixé et garanti sur **15 ans**. Conformément aux engagements du Grenelle Environnement, les conditions d'achat de l'électricité produite par géothermie ont été améliorées en 2010. Ces nouvelles conditions ont été fixées par arrêté en juillet 2010 [Arrêté du 23 juillet 2010 fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations utilisant **l'énergie des nappes aquifères ou des roches souterraines** telles que visées au 6° de l'article 2 du décret n° 2000-1196 du 6 décembre 2000 - NOR: DEVE1007738A]

L'arrêté a fixé le tarif de référence en métropole à **20 c€/kWh** contre 13 c€/kWh dans les départements d'Outre-Mer. Une prime d'efficacité énergétique peut être ajoutée : elle peut atteindre **8 c€/kWh** en métropole et 3 c€/kWh dans les départements d'Outre-Mer.

Les tarifs d'achat ont donc été revus à la hausse par rapport aux précédents tarifs fixés par l'arrêté du 10 juillet 2006 : en France métropolitaine, l'augmentation est de 67 % pour le tarif de référence (de 12 à 20 c€/kWh) et de 167 % pour la prime à l'efficacité énergétique (de 3 à 8 c€/kWh).

Ce nouveau dispositif tarifaire s'applique uniquement aux nouveaux projets, mais le texte précise qu'un producteur, qui a déposé une demande complète de contrat d'achat sur la base de l'arrêté du 10 juillet 2006 mais dont l'installation n'a pas encore été mise en service, peut déposer une nouvelle demande de contrat d'achat sur la base du présent arrêté.

Ces nouveaux tarifs seront maintenus **inchangés jusqu'en 2012**. Afin de donner une visibilité de long terme aux acteurs, l'arrêté comprend une formule d'indexation dégressive des tarifs à compter de 2012, qui permettra d'ajuster le niveau de soutien à l'évolution des prix générée par les évolutions technologiques.

Le rachat d'électricité est financé par l'intermédiaire de la contribution au service public de l'électricité (CSPE) acquittée par les consommateurs d'électricité.

Cliquez [ici pour consulter l'arrêté du 23 juillet 2010 fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations utilisant l'énergie des nappes aquifères ou des roches souterraines telles que visées au 6° de l'article 2 du décret n° 2000-1196 du 6 décembre 2000.](#)

→ 20 c€/kWh représente 200 €/MWh; ce montant est plus que le double du 90 €/MWh obtenu par le marché des certificats verts en Wallonie.

22.1.2 Fonds Chaleur Renouvelable

Le Fonds Chaleur Renouvelable a été créé en 2009 par l'ADEME et offre des soutiens à la production de **chaleur** d'origine renouvelable.

Le Fonds Chaleur a pour objectif de développer la production de chaleur à partir des énergies renouvelables (biomasse, géothermie, solaire thermique, ...). Il est destiné à l'habitat collectif, aux collectivités et à toutes les entreprises (agriculture, industrie, tertiaire).

Le fonds est doté d'1 Md€ pour la période 2009-2011. Le principe qui sous-tend le calcul des aides attribuées dans le cadre de ce fonds est de permettre à la chaleur renouvelable d'être vendue à un prix inférieur d'au moins 5 % à celui de la chaleur produite à partir d'énergie conventionnelle. Il devrait ainsi permettre de déclencher des projets performants sur le plan énergétique.

Dans les projets éligibles, la géothermie est reprise :

- Géothermie sur aquifère d'une profondeur supérieur à au moins 200 m.
- Secteur Géothermie intermédiaire avec pompe à chaleur

Géothermie profonde

Cette filière concerne l'exploitation des aquifères d'une profondeur supérieure à 200 m. Compte tenu de l'importance des investissements à mettre en œuvre, lorsque notamment les aquifères valorisés sont très profonds, on associe généralement cette filière à des réseaux de chaleur aptes à desservir jusqu'à plusieurs milliers de logements.

Cette association avec des réseaux de chaleur n'est cependant pas systématique et dépendra de la profondeur de l'aquifère exploité et du montant des investissements engagés pour l'exploiter. Des utilisations pour l'agriculture (pisciculture, serre...) sont aussi envisageables.

Nature des opérations éligibles:

Par définition, sont éligibles toutes les opérations de valorisation thermique de ressources géothermales profondes, parmi celles-ci :

- la réalisation du puits géothermal (doublet, triplet ...) avec création d'un réseau de chaleur associé ou injection dans un réseau existant.
- la mise en œuvre d'une réinjection en aquifère sur une opération existante.

D'autres opérations plus spécifiques peuvent aussi être prises en compte comme par exemple :

- la réalisation d'un doublet (ou triplet ...) sur un aquifère profond peu connu avec (ou sans) création d'un réseau de chaleur associé.
- la transformation d'un ancien puits pétrolier pour une valorisation thermique de l'eau chaude produite.

Géothermie intermédiaire

La géothermie intermédiaire quant à elle concerne deux classes d'opérations :

- les opérations avec pompe à chaleur (PAC) sur aquifères superficiels (< 200 m), dites opérations "PAC sur eau de nappe". Ces opérations permettent de valoriser le potentiel thermique de ressources en eaux souterraines superficielles. Les PAC sur eau de nappe permettent d'assurer la couverture de besoins de chauffage, de froid et/ou d'eau chaude sanitaire (ECS) pour des installations de tous les secteurs d'activité.
- les opérations de champs de sondes géothermiques.
Il est possible, pour des usages thermiques, de récupérer la chaleur emmagasinée dans le sous-sol par le biais de sondes géothermiques. La profondeur du forage peut atteindre jusqu'à 200m et en fonction de l'importance des besoins thermiques à couvrir il est possible d'installer plusieurs sondes (de 10 à 30 en moyenne) sur le même site ; on parle alors de champs de sondes géothermiques.

Les installations concernées sont celles du résidentiel collectif et du petit et moyen tertiaire (maisons de retraite, bâtiments communaux, bâtiments industriels, immeubles de bureaux) d'une surface comprise en moyenne entre 500 et 5 000 m².

Pour des projets de géothermie, le fonds est géré par l'ADEME dans les délégations régionales, en synergie avec les régions.

Le niveau d'aide pour les projets de géothermie sur aquifère profonde pour l'installation de production de chaleur géothermale est :

- 60% des **dépenses éligibles** pour des opérations neuves (par exemple : création d'un doublet géothermique et d'un réseau de chaleur associé), ce qui correspond à une aide comprise entre 2 000 et 3 500€/ (tep sortie installation/an (1 tep : tonne équivalent pétrole = 11 630 kWh)) pour l'unité de production géothermale
- 40% des **dépenses éligibles** pour des opérations où des ouvrages existent déjà et sont utilisés par l'opération, ce qui correspond à une aide comprise entre 1000 et 2000 €/tep sortie installation/an) pour l'unité de production géothermale

Les dépenses éligibles correspondent aux dépenses qui concourent directement à la **réalisation de l'opération** (ingénierie comprise) déduction faite de dépenses qui auraient été réalisées pour une installation de **production d'énergie classique** à combustible fossile couvrant le mêmes besoins.

Ce fond finance également la création ou l'extension de **réseau de chaleur** alimentées pour au moins 50% par des énergies renouvelables ou de la chaleur de récupération. La chaleur de récupération concernée est celle issue des usines d'incinération d'ordures ménagères, de processus industriels ou de productions d'électricité ne bénéficiant pas de tarif d'achat régulé de l'électricité.

Le Fonds Chaleur prévoit un soutien spécifique à l'investissement sur le "réseau de distribution" (Pompes et régulations du réseau, tuyaux isolés, génie civil des tranchées, les équipements en sous stations) qui pourra s'ajouter aux aides mises en place pour les installations de production de chaleur renouvelable (biomasse, géothermie...). Ce soutien est conditionné au fait que les besoins de chaleur du réseau soient assurés par des Energies Renouvelables ou de Récupération à hauteur de 50% minimum ou que le maître d'ouvrage s'engage, suite à la réalisation d'un "schéma directeur" de programmation de travaux sur le réseau, à atteindre les 50% des Energies Renouvelables ou de Récupération dans les prochaines années.

L'aide financière du Fonds Chaleur pour la création ou l'extension de réseaux de chaleur pourra atteindre 60% d'une assiette plafonnée.

→ Le Fond Chaleur est donc une **aide à l'investissement** pour des projets de géothermie dans lesquels peut être compris un réseau de chaleur.

Pour information :

www.ademe.fr/fondschaleur

<http://www.developpement-durable.gouv.fr/Fonds-chaleur-renouvelable.html>

22.1.3 Réduction de TVA

Pour diminuer le prix de la **chaleur** renouvelable, le gouvernement français a baissé le taux de la TVA sur le prix de vente de la chaleur des réseaux de chaleur alimentés par des énergies renouvelables. Cette réduction est appliquée sur la facture du client final au niveau de l'abonnement mais également sur les consommations. Le taux de la TVA est passé fin 2006 de 19.6 à 5.5% à la condition que plus de 50% de la chaleur fournie au réseau soit d'origine renouvelable.

22.1.4 Le Fonds démonstrateur de recherche

Issu des recommandations du comité opérationnel recherche du Grenelle de l'environnement, le Fonds démonstrateur de recherche sur les nouvelles technologies de l'énergie (NTE) a vocation à financer des **démonstrateurs de recherche**.

Les démonstrateurs constituent une étape du processus de recherche-développement-industrialisation de technologies qui se situe juste avant la phase d'industrialisation et qui peut conduire à relancer des recherches appliquées au terme de l'expérimentation du démonstrateur (pour optimiser des technologies ou lever certains verrous économiques ou sociétaux).

A ce jour, 6 appels à manifestations d'intérêt ont déjà été lancés et plusieurs autres sont envisagés et seront soumis à l'avis des ministères tutelles du Fonds.

Pour information :

<http://www.compensationco2.fr/servlet/KBaseShow?sort=-1&cid=96&m=3&catid=24278>

22.1.5 Participation au montage financier

Des organismes financiers ont déjà financé des projets de géothermie et seraient prêts à investir dans de nouveaux projets (citons la Caisse des dépôts par exemple, qui finance des opérations d'intérêts publics et qui soutient les collectivités). Il s'agit principalement, pour cette dernière, d'investissements en fonds propres, principalement dans des Sociétés d'Économies Mixtes. Cependant, aucune institution financière ne propose un instrument spécialement adapté aux projets de géothermie. Mentionnons enfin que certains fonds d'investissement privés ont été mis en place pour le financement de projets d'énergies renouvelables (par exemple, le fonds Eurofideme 2, proposé par Natixis Infrastructures et Environnement, ou encore le fonds Demeter & Partners).

[Source : GEOFAR]

22.1.6 Soutiens régionaux

Certains programmes d'aide régionaux offrent des subventions pour les projets de géothermie, par exemple pour le financement des **études de faisabilité**.

Pour information :

<http://www.geothermie-perspectives.fr/18-regions/>

22.2 L'ALLEMAGNE

L'Allemagne propose un grand nombre d'instruments financiers pour les projets de géothermie. Ils sont décrits ci-dessous.

22.2.1 Rachat d'électricité (« Feed-in »)

La loi sur les sources d'énergie renouvelables (loi EEG) fixe un tarif préférentiel garanti pour l'électricité produite des sources d'énergies renouvelables. Chaque opérateur exploitant une centrale de production qui utilise des sources d'énergie renouvelables (géothermie par exemple) peut bénéficier de ces tarifs.

Le premier janvier 2009, la loi EEG a été renouvelée. Une révision à la hausse des tarifs de rachat pour l'électricité issue de l'énergie géothermique a eu lieu. L'électricité issue de l'énergie géothermique est ainsi rachetée à :

- **16,0 c€/kWh** pour une puissance d'installation inférieure ou égale à 10 mégawatts
- **10,5 c€/kWh** pour une puissance d'installation supérieure à 10 mégawatts
- Le tarif de rachat de l'électricité est majoré de **4,0 c€/kWh** pour toute centrale dont l'activité a débuté **avant le 1er janvier 2016**.
- Le tarif de rachat de l'électricité est majoré de 3,0 c€/kWh pour les installations d'une puissance d'installation inférieure ou égale à 10 mégawatts si l'électricité est produite en combinaison avec une exploitation de la chaleur conformément aux conditions décrite dans l'annexe 4 de la loi (bonus de recyclage de la chaleur). Entre autres, au moins un cinquième de la capacité calorifique disponible doit être récupéré.
- Le tarif de rachat de l'électricité générée par des **techniques pétro-thermiques** (comme les EGS) est majoré de **4,0 c€/kWh** (bonus technologique) pour les installations d'une puissance d'installation inférieure ou égale à 10 mégawatts.

Une réduction du tarif de rachat de 1 % est prévue chaque année. Pour un certain projet, l'année de la mise en service détermine le tarif appliqué. Le rachat se fait ensuite pendant 20 années.

Jahr der Inbetriebnahme	bis 10 MW _{el} in ct/kWh	ab 10 MW in ct/kWh
2009	16,00	10,50
2010	15,84	10,40
2011	15,68	10,29
2012	15,52	10,19
2013	15,37	10,09
2014	15,22	9,99
2015	15,06	9,89
2016	14,91	9,79
2017	14,76	9,69
2018	14,62	9,59

Figure 47 : Tarifs dans pour le rachat d'électricité pour de projets de géothermie en Allemagne

Pour information:

[Erneuerbare-Energien-Gesetz \(EEG\)](#)

<http://www.erneuerbare-energien.de/inhalt/40508>

La liste de projets de géothermie profonde établie à la tâche 2.1 indique que tous ces projets ont une puissance d'installation inférieure à 10 mégawatts.

Pour ces projets, le tarif de base est donc de 16 c€/kWh = 160 €/MWh. Dans le cas d'un projet EGS ceci est augmenté jusqu'à 20 c€/KWh, et dans le cas où l'activité débute avant 2016 et qu'un recyclage de chaleur a lieu, le tarif peut atteindre un maximum de 27 c€/KWh. Ces montants, même le montant de base, sont largement supérieurs à celui de 90 €/MWh obtenu par le marché des certificats verts en Wallonie.

22.2.2 Obligation chaleur renouvelable nouveaux bâtiments

La loi sur la promotion des énergies renouvelables dans le domaine du chauffage (loi EEWärmeG : Gesetz sur Förderung Erneuerbarer Energien im Wärmebereich) est entrée en vigueur le 1er janvier 2009. La loi fixe des règles pour les propriétaires de **bâtiments récemment construits**. Ceux-ci sont obligés de couvrir une partie de leur demande en chaleur par de la chaleur issue de sources d'énergies renouvelables. Au lieu d'investir directement dans les énergies renouvelables, le propriétaire peut remplir son obligation à l'aide de mesures alternatives, en couvrant par exemple directement sa demande en chaleur grâce à un **réseau de chaleur** dont une part suffisante de l'énergie provient de ressources renouvelables.

La chaleur géothermique peut provenir tant des projets « pompes à chaleur », tant des projets de géothermie profonde. Pour les projets « pompes à chaleur » des conditions sont fixées par rapport aux COP's.

La loi stimulera donc les énergies renouvelables en créant une demande supplémentaire pour la chaleur verte, dont par des réseaux de chaleur exploitant les sources d'énergie géothermique.

Pour information : <http://www.erneuerbare-energien.de/inhalt/40512/42912/>

22.2.3 Programme de stimulation du marché

A l'initiative du BMU (Ministère fédéral de l'Environnement, de la Protection de la Nature et de la Sûreté nucléaire), plusieurs instruments financiers applicables aux projets de géothermie profonde se sont mis sur pieds. Le groupe bancaire KfW (Kreditanstalt für Wiederaufbau) propose des crédits ainsi que des subventions d'amortissement¹⁵ pour des projets de géothermie profonde. Le principal instrument est le Programme de promotion des énergies renouvelables qui reprend plusieurs sous-

¹⁵ Pour les subventions d'investissement qui sont accordées à l'entreprise pour qu'elle acquière ou crée des immobilisations, la possibilité lui est laissée de les répartir sur plusieurs exercices. On parle alors "d'amortissement" des subventions d'investissement. Cet amortissement doit alors adopter un rythme égal à celui de l'amortissement des immobilisations correspondantes.

programmes qui couvrent la géothermie. Ce programme est un programme de financement qui accorde des prêts à taux réduit aux investisseurs. Le programme est géré par le KfW Bankengruppe.

Programme KfW des énergies renouvelables - Standard

Le programme vise des projets qui produisent de l'**électricité** à partir de :

- l'énergie solaire (photovoltaïque) - aussi pour des particuliers
- la biomasse, énergie éolienne, hydraulique, **géothermique**
- l'électricité et chaleur générées à partir d'énergies renouvelables dans des centrales de cogénération (chaleur-force).

Les groupes-cibles sont :

- des particuliers et des organisations à but non lucratif qui fournissent le courant/ la chaleur générés au réseau
- des professionnels libéraux
- des entreprises allemandes et étrangères dont la majorité des parts appartiennent au secteur privé
- des entreprises détenues (en partie) par des communes, les églises ou des organisations caritatives
- des sociétés de fonds.

Les aides disponibles vont jusqu'à 100 % des frais d'investissement éligibles, avec 10 millions d'euros au maximum.

Les particularités du crédit KfW sont les suivantes :

- crédits à long terme et à taux avantageux
- taux fixe pour 10 ans
- période de démarrage sans remboursement

Programme KfW des énergies renouvelables - Géothermie profonde

Le programme finance des installations destinées à l'exploration et à la mise en valeur de ressources en géothermie profonde hydrothermiques ou pétrothermiques dont la profondeur de forage atteint plus de 400 mètres et produisant de la **chaleur**.

La gestion est gérée par le KfW Bankengruppe.

Les groupes-cibles sont :

- des particuliers et organisations à but non lucratif qui utilisent la chaleur générée exclusivement pour l'autoconsommation
- des professionnels libéraux
- les petites et moyennes entreprises (PME)

- des entreprises dont la majorité des parts sont détenues par des communes et qui restent en-dessous les valeurs limites du chiffre d'affaires et du nombre d'effectifs pour les PME
- de grandes entreprises uniquement lorsqu'il s'agit de mesures dignes d'une promotion particulière
- des communes, entreprises communales et syndicats intercommunaux.

Les aides disponibles vont jusqu'à 80 % des frais d'investissement nets éligibles, avec 10 millions d'euros au maximum.

Les particularités du crédit KfW sont les suivantes :

- crédits à long terme et à taux avantageux
- période de démarrage sans remboursement
- taux d'intérêt particulièrement favorable pour les petites entreprises
- subventions attractives au remboursement.

[pour des projets de géothermie de moins de 400 m produisant de la chaleur, il n'y a pas de programme KfW disponible.]

22.2.4 Programme de démonstration

Un programme (nr 230) a été créé par le Ministère fédéral de l'Environnement (BMU) pour soutenir des **projets de démonstration** qui vont impacter les activités existantes ou à venir. La gestion du programme est assurée par le KfW Bankengruppe au niveau national.

Le programme consiste en un emprunt sans amortissement avec bonification d'intérêt, dont le montant du soutien financier peut atteindre 70 % du coût éligible, sans aucune limite. Une subvention allant jusqu'à 30 % des coûts éligibles peut être accordée supplémentaires dans des cas exceptionnels.

Le prêt, avec bonification d'intérêt, sera accordé aux projets fondés sur une technologie non encore utilisée ou sur une association **innovante** de procédés exploitant des technologies connues.

Les groupes-cibles sont les sociétés privées nationales et internationales, essentiellement les sociétés liées au secteur public, municipalités, communautés de communes, entreprises municipales à gestion autonome, regroupements d'administrations, administrations territoriales.

Pour information : <http://www.kfw-foerderbank.de>.

22.3 LES PAYS-BAS

22.3.1 Régime d'incitants pour l'énergie durable plus (SDE+)

Le 1er juillet 2011, le nouveau Régime d'incitants pour l'énergie durable (SDE+) entrera en vigueur en remplacement du régime SDE existant. Le SDE, qui est en vigueur depuis 2008, a pris fin le 1er janvier 2011. Le Ministre compétent est le Ministre Verhagen des Affaires économiques, de l'Agriculture et de l'Innovation.

Le SDE(+) indemnise la différence entre le coût de l'énergie grise et celui de l'énergie durable sur une période de 12 ou 15 ans en versant une contribution par kilowatt/heure produit d'énergie durable. Le nouveau régime d'incitants de l'énergie durable (SDE+) est destiné aux entreprises, et non aux particuliers. Pour le SDE+, 1,5 milliard d'euros sont débloqués en 2011. Le but est de faire profiter d'abord du régime les formes les moins coûteuses d'énergie durable. Si le budget annuel est épuisé, des subsides ne sont plus accordés.

Un montant de base maximum de 15 ct/kWh est d'application. Toutes les techniques qui peuvent produire de l'énergie durable pour ce prix, ou moins, peuvent en principe prétendre à des subsides. L'incitant est accordé pour une période de 15 ans pour la géothermie.

Ouverture par phases

En 2011, quatre phases seront ouvertes. Dans la première phase, des projets d'un montant de base inférieur ou égal à 9 ct/kWh peuvent demander des subsides. Dans chaque phase successive, ce plafond - en cas de budget résiduel suffisant - est relevé jusqu'au montant de base maximum de 15 ct/kWh dans la quatrième phase. Pour chaque technologie, un montant de base spécifique au-delà duquel des subsides ne seront pas octroyés est toujours appliqué. Lors des différentes phases, le système du « premier arrivé, premier servi » est encore d'application.

Introduction d'une « catégorie libre »

Chaque phase comporte une catégorie libre. Des entrepreneurs innovants pouvant produire à meilleur marché que le montant de base calculé pour la technologie correspondante peuvent ainsi avoir accès au SDE+. Pour les projets de la catégorie libre, un montant de base égal au plafond de la phase correspondante dans laquelle les subsides sont demandés est d'application. La condition est que ce montant soit inférieur au montant de base de la technologie correspondante. C'est ainsi que la catégorie libre offre également une marge pour certaines technologies dont les frais sont en moyenne supérieurs à 15 ct/kWh, comme l'électricité produite par la conversion thermique de la biomasse < 10 MW, le PV solaire \geq 15 kWp, l'énergie hydrodynamique libre, l'osmose, l'électricité issue de la géothermie, les éoliennes de lac et en mer et la cofermentation. Le montant de base maximum par phase jusqu'à 15 ct/kWh reste cependant d'application dans la phase 4. En supplément, un bonus peut également être attribué pour la valorisation de la chaleur.

Fase	I	II	III	IV
Maximum basisbedrag per fase: elektriciteit	9 ct/kWh	11 ct/kWh	13 ct/kWh	15 ct/kWh
Maximum basisbedrag per fase: groen gas	62 ct/Nm ³	76 ct/Nm ³	90 ct/Nm ³	104 ct/Nm ³
Openstelling	1 juli	1 september	1 november	1 december
Basisbedrag per technologie	RWZI, AWZI en stortgas (electriciteit/ groen gas/ groen gas hub) (resp. 6,0 ct/kWh / 28,8 ct/Nm ³ / 17,0 ct/Nm ³)			
	AVI's (6,2 ct/kWh)			
	Waterkracht ≥ 5m (7,1 ct/kWh)			
	Allesvergisting groen gas hub (57,9 ct/Nm ³)			
	Vrije categorie (9 ct/kWh) (62 ct/Nm ³)	Wind op land (9,6 ct/kWh)		
	Allesvergisting (electriciteit met benutting warmte ³ / groen gas) (resp. 9,6 ct/kWh / 63,7 ct/Nm ³)			
	Mestcovergisting groen gas hub (71,3 ct/Nm ³)			
	Vrije categorie (11 ct/kWh) (76 ct/Nm ³)	Biomassa thermische conversie >10 MW (12,2 ct/kWh)		
	Waterkracht <5m (12,2 ct/kWh)			
	Mest covergisting groen gas (76,7 ct/Nm ³)			
		Vrije categorie (13 ct/kWh) (90 ct/Nm ³)	Mestcovergisting electriciteit met benutting warmte (13,2 ct/kWh) ³	
			Vrije categorie (15 ct/kWh) (104 ct/Nm ³)	

Figure 48 : Tarifs du régime d'incitants pour l'énergie durable (SDE+) aux Pays-Bas

Pour information :

<http://www.agentschapnl.nl/nl/programmas-regelingen/stimulering-duurzame-energieproductie-sde>

Un plafond budgétaire intégré

Un seul plafond de subsides est fixé pour toutes les catégories au lieu de différents plafonds de subsides par technologie, comme c'était le cas jusqu'à présent dans le SDE. Toutes les technologies se font donc concurrence pour le même budget. En 2011, le budget est encore uniformément réparti entre l'électricité et le gaz vert. Si l'une des deux options est plus développée que l'autre et qu'il reste encore une marge budgétaire dans l'autre option, le budget résiduel est redistribué entre l'électricité et le gaz par publication d'une réglementation de modification. De cette manière, le système fonctionne comme s'il y avait un seul plafond. Entre-temps, l'Arrêté SDE été adapté de telle sorte qu'un plafond sera ouvert pour toutes les options à partir de 2012.

22.3.2 Déduction pour investissements énergétiques (EIA)

La géothermie profonde peut prétendre à une déduction pour investissement énergétique (EIA)

Avec l'EIA, 41,5% des frais d'investissement peuvent être déduits des bénéfices fiscaux. L'avantage financier direct dépend du taux d'imposition ; il s'élève à environ 10 % des frais d'investissement approuvés. Vous pouvez appliquer l'EIA en plus de la déduction pour investissement « ordinaire ».

Le budget pour 2011 est de € 151 millions. Si le budget EIA est dépassé, le Ministre des Finances peut limiter ou suspendre le régime.

En ce qui concerne la géothermie, les systèmes d'extraction d'énergie géothermique sont définis comme étant destinés à l'extraction de chaleur des couches profondes de la terre pour la production d'électricité ou le chauffage de bâtiments ou processus. Ces systèmes se composent comme suit : installation d'extraction d'énergie géothermique, (éventuellement) turbine à vapeur, (éventuellement) cycle de Rankine organique, (éventuellement) cycle de Kalina, (éventuellement) raccordement au réseau d'électricité, (éventuellement) raccordement au réseau de chauffage, (éventuellement) cuve de stockage thermique, hormis le réseau de chauffage. La production d'électricité doit intervenir exclusivement par l'utilisation de l'énergie géothermique.

L'EIA est d'application aux frais d'acquisition et de production (d'éléments) de moyens d'exploitation qui satisfont aux exigences en matière de prestations énergétiques, y compris les équipements (par exemple, canalisations, accessoires, appareils de mesure et de réglage) qui sont techniquement nécessaires pour ces équipements et sont utilisés uniquement à cet effet.

- Frais d'acquisition
 - Le prix d'achat plus les frais accessoires à payer à des tiers pour mettre l'équipement en service (par exemple les frais de montage).
 - Si vous êtes exonéré de l'impôt sur le chiffre d'affaires, l'impôt sur le chiffre d'affaires que vous payez au fournisseur fait également partie des frais d'acquisition.
- Frais de production
 - Frais de main-d'œuvre des collaborateurs internes, intérimaires et travailleurs à façon.
 - Frais des matériaux de son propre magasin ou éléments de l'équipement qui sont achetés et installés en régie propre.
 - Si vous êtes exonéré de la taxe sur le chiffre d'affaires, la taxe sur le chiffre d'affaires que vous payez au fournisseur fait également partie des frais de production.
- Adaptations aux équipements existants
 - Les frais pour le nouveau matériel et frais de montage pour les matériaux utilisés. Ces frais sont portés à l'actif du bilan.
- Frais de conseil énergétique, conseil personnalisé EPA ou plan d'action pour moteurs électriques.

Des conditions qui figurent dans la brochure « Energie en Bedrijven - Energielijst 2011 » y sont également attachées.

Pour information : <http://regelingen.agentschapnl.nl/content/energie-investeringsaftrek-eia>

22.3.3 Lancement sur le marché d'innovations énergétiques (MEI)

Le subside « Lancement sur le marché d'innovations énergétiques (Markt-Introductie Regeling, MEI) » s'adresse au secteur de l'horticulture de serre et sera accordé pour la cinquième année consécutive en 2011. Le MEI fait partie du programme Kas als Energiebron (la serre en tant que source d'énergie). Des subsides de MEI (lancement sur le marché d'innovations énergétiques) ont ainsi été promis à 21 projets horticoles.

En 2011, le Ministère des Affaires économiques, de l'Agriculture et de l'Innovation (EL&I) débloquera au total € 16 millions pour ces subsides. € 8 millions pour la première phase et € 8 millions pour la deuxième phase. Par phase, € 4 millions sont destinés aux systèmes de serre semi fermés et € 4 millions aux autres systèmes d'énergie durable. Maximum 40 % des frais qui relèvent des subsides sont indemnisés et le plafond des subsides est fixé à € 1,5 million. Il faut toutefois satisfaire aux exigences d'économies pour le CO₂, autrement dit une limitation à 25 % des émissions de CO₂ au niveau local et au moins 15 % de réduction de l'énergie primaire au niveau national.

En pratique, le plafond implique que, pour un investissement à partir de 4 millions environ, le pourcentage effectif de subsides est inférieur aux options qui exigent un investissement de capital moins élevé.

Pour les projets géothermiques, la règle veut qu'à partir de 2011, le temps d'amortissement soit acceptable pour la puissance attendue en cas de chances de succès de 90% et 80%. A partir de 2011, le bénéficiaire des subsides doit également publier les résultats de l'étude géologique et des puits de test dans les quatre semaines qui suivent l'achèvement du projet. De nouveaux initiateurs de projets géothermiques peuvent en tirer profit de ces résultats. De cette manière, ils peuvent économiser des frais.

Pour information :

http://www.hetInvloket.nl/portal/page?_pageid=122,2103799&_dad=portal&_schema=portal

22.3.4 Unieke Kansen Regeling (UKR) / Energie Onderzoek Subsidie (EOS)

L'Unieke Kansen Regeling (régime des chances uniques) a stimulé des projets dans lesquels des opérateurs et non-opérateurs du marché néerlandais collaborent à la transition vers un équilibre énergétique durable. L'accent dans le régime UKR a été placé sur l'introduction accélérée sur le marché de techniques qui contribuent à cette transition énergétique. Le programme de subsides pour les recherches énergétiques, dit Energie Onderzoek Subsidie (EOS) a mis en pratique le régime UKR (Unieke Kansen Regeling).

Le programme EOS couvre le trajet de l'idée jusqu'au lancement sur le marché. En fonction du type de projet et des perspectives du projet, des entreprises et institutions de connaissances peuvent faire appel à des subsides dans le cadre de différents régimes EOS.

Pour information : <http://www.agentschapnl.nl/programmas-regelingen/energie-onderzoek-subsidie-eos>

22.3.1 Financement vert

La réglementation sur les projets verts comprend à la fois les « Investissements verts » et les « Financements verts » et a été entièrement remaniée en 2010. Dans le cadre de cette étude, seuls les « Financements verts » sont pertinents.

Pour la réalisation d'un projet, un financement vert peut être obtenu si le projet s'inscrit dans l'une des catégories de projet et que le projet dispose d'une déclaration verte du Ministère de l'Infrastructure et de l'Environnement. Un projet qui fait l'objet d'un financement bénéficie souvent d'un taux d'intérêt inférieur.

La géothermie fait partie des catégories de projets et, par conséquent, les projets pour l'extraction d'énergie géothermique sont susceptibles d'obtenir une déclaration verte. Relèvent du projet les frais pour le forage, la canalisation de transport éventuelle du point de forage vers le point de distribution; les chaudières accessoires centrales et les tampons de chaleur. Les systèmes de délivrance de chaleur chez les consommateurs d'énergie géothermique ne font pas partie du projet.

Le régime s'adresse aux exploitants des installations correspondantes.

Pour information : <http://regelingen.agentschapnl.nl/node/3788>

22.4 LA FLANDRE

22.4.1 MIP

Dans le cadre de la Plate-forme d'innovation pour les technologies environnementales et énergétiques (Milieu- en energietechnologie Innovatie Platform), appelée le MIP, des programmes de subvention sont mis en œuvre. Le premier est destiné à des projets de recherche, le deuxième à des études de faisabilité.

Chaque année, un appel à projets est organisé. Plus récemment et à titre d'exemple, l'appel MIP 3 a été clôturé le 5 avril 2011.

Dans le premier programme, le MIP finance des centres de recherche pour de la recherche sur la consommation durable de matériaux et de l'énergie si celle-ci se fait sur demande d'entreprises. Un budget de 2,5 millions est alloué pour ce programme. Par projet, la subvention maximale est de 500 000 €.

Dans le cadre du deuxième programme, le MIP finance des entreprises qui veulent introduire de nouveaux produits et/ou services dans le marché, développés sur base d'une consommation durable de matériaux et de l'énergie. Un budget de 1,75 millions est disponible pour ce programme. Par projet, la subvention maximale est de 250 000 €.

Toutes les demandes sont évaluées et, en tenant compte des limites budgétaires, les projets qui répondent le mieux aux conditions du MIP reçoivent la subvention.

Pour information : <http://www.mipvlaanderen.be/>.

L'IWT offre également des possibilités de subventions pour des études de faisabilité.

22.4.2 Programme de démonstration

Un programme pour des projets de démonstration, spécifiques au domaine « cleantech » et à l'utilisation rationnelle de l'énergie, est en cours de mise en place en Région flamande. Le programme sera géré par le Vlaams EnergieAgentschap (VEA).

Le programme succède à un autre programme qui n'est actuellement plus en vigueur, et sera incorporé dans le Décret (modifié) de l'énergie qui se trouve actuellement au Conseil d'Etat. Ensuite, des modalités d'exécution devront être publiées dans un Arrêté ministériel. Dans le programme, il est prévu de lancer des appels à projets annuellement. La subvention pourra atteindre 35 % sur les surcoûts (les surcoûts des éléments innovateurs) avec un maximum de 100.000 €. Le budget total doit encore être fixé mais sera d'environ 300.000 à 400.000 € par an, ce qui permettra de financer 3 ou 4 projets. Les projets soumis seront notamment évalués sur base de leurs éléments innovateurs.

VEA s'attend à ce qu'un premier appel à projets restreint soit lancé cette année-ci. Le programme et les appels seront annoncés sur le site web du VEA : <http://energiesparen.be/>.

La personne contactée dans ce cadre est Monsieur Frank Van Droogenbroeck, VEA.

22.4.3 Prime à l'écologie

Depuis le premier février 2011 la prime à l'écologie est devenue la prime à l'écologie "Plus". La prime à l'écologie Plus se base sur l'Arrêté du Gouvernement flamand du 17 décembre 2010 portant octroi d'aides aux entreprises pour des investissements écologiques réalisés en Région Flamande.

La prime à l'écologie Plus est une aide financière pour des entreprises qui font des investissements sur le plan écologique dans la Région Flamande. Sous les investissements écologiques on comprend les investissements environnementaux et des investissements sur le plan énergétique.

- Investissements environnementaux : les investissements axés sur la protection de l'environnement. Sous la protection de l'environnement on comprend chaque mesure axée sur la prévention ou la réparation de l'environnement naturelle ou des ressources naturelles, et l'encouragement de l'utilisation rationnelle de ces ressources.
- Investissements sur le plan énergétique : les investissements et les mesures qui rendent possible pour une entreprise de diminuer la consommation énergétique dans sa cycle de production.

L'aide est octroyée sous la forme d'une subvention.

Les investissements écologiques suivants ne peuvent pas figurer sur la liste limitative de technologies:

- des investissements écologiques entrant en ligne de compte pour l'octroi d'aides par le biais de certificats de Cogénération
- des investissements écologiques entrant en ligne de compte pour l'octroi d'aides par le biais de certificats d'électricité verte.

Une aide est octroyée seulement si les entreprises adhèrent à la Convention de Benchmarking ou à la Convention d'Audit avant la date d'introduction de la demande d'aide, et si elles répondent aux obligations résultant de l'adhésion.

Les grandes entreprises doivent en outre prouver l'effet stimulateur de l'aide pour le projet d'investissement.

Seules les entreprises dont l'activité principale à la date d'introduction de la demande d'aide relève des secteurs visés à l'annexe de l'arrêté, entrent en ligne de compte pour l'octroi des aides.

Des investissements écologiques entrent en ligne de compte pour l'octroi des aides lorsqu'ils figurent sur la liste limitative de technologies et lorsque des investissements ont été faits par l'entreprise demandant des aides dans tous les composants d'investissements essentiels.

Hauteur de la subvention

La subvention est calculée comme un pourcentage des investissements subventionnables. Il s'agit des investissements supplémentaires (surcoûts) de composants d'investissement essentiels.

Les investissements supplémentaires, sont calculés en comparant l'investissement écologique avec un investissement classique comparable au niveau technique, mais qui ne permet pas d'atteindre le même niveau de protection environnementale ou d'efficacité énergétique. La comparaison doit être effectuée sur la base d'une capacité de production égale de l'investissement classique et l'investissement écologique prévu. Pour les technologies figurant à la liste limitative des technologies, les investissements supplémentaires sont standardisés et exprimés comme un pourcentage des composants d'investissement essentiels.

La hauteur maximale de la subvention est déterminée sur base de la classe écologique et sur base de l'ampleur de l'entreprise à la date d'introduction de la demande d'aide, conformément au tableau suivant :

classe écologique	chiffre écologique	petites et moyennes entreprises	grandes entreprises
A	9	30 %	15 %
B	6	20 %	10 %
C	4 - 3	10 %	5 %
D	2 - 1	5 %	0 %

Le pourcentage de subvention peut être augmenté d'une bonification de subvention. La hauteur maximale de la bonification de subvention est déterminée sur la base du fait que l'entreprise dispose d'un scan environnemental, énergétique ou d'efficacité écologique, d'un certificat environnemental ou d'un système de gestion environnementale à la date d'introduction de la demande d'aide, et sur la base de l'ampleur de l'entreprise à la date d'introduction de la demande d'aide, conformément au tableau suivant :

	petites et moyennes entreprises	grandes entreprises
un scan environnemental, énergétique ou d'efficacité écologique	5 %	0 %
un certificat environnemental	5 %	0 %
un système de gestion environnementale	10 %	5 %

Les bonifications de subvention ne peuvent être cumulées.

Le montant total des subventions accordées à une entreprise s'élève, dans les limites des moyens disponibles du budget, à maximum 1.000.000 EUR sur une période de trois ans.

Dans la liste limitative des technologies, plusieurs mesures sont reprises traitant notamment de la chaleur géothermique. La technologie la plus pertinente pour la géothermie profonde est :

Application de la chaleur géothermique dans un système ouvert - stockage d'énergie thermique en aquifère

Les investissements pour l'application de la géothermie dans un système ouvert sont couverts. Ceci reprend les projets de géothermie non-profonde (< 250m) et les projets de géothermie profonde (> 250m).

Les projets de géothermie profonde extraient la chaleur à de grandes profondeurs. Suite au gradient thermique, la température augmente en moyenne de 3°C/100m de profondeur.

Composantes essentielles de l'investissement :

- Système de stockage (emmagasinement) de chaleur et de froid
- Puits de pompage
- Couvercle de protection
- Système de pompage
- Filtre(s)
- Réseau de distribution avec isolation thermique
- Chambre de visite du puits
- Chambre de protection de la pompe
- Systeme/circuit d'échange thermique

Composantes non-essentiels de l'investissement :

- intégration dans le système de production.

Surcoût : 50%

Chiffre écologique : 9

50% des coûts de l'investissement rendent donc en ligne de compte pour l'octroi d'une subvention. Pour une grande entreprise, 15% de ce montant pourra obtenir une prime de base (si elle rencontre toutes les autres conditions). Si l'entreprise a un système de gestion environnementale, un autre 5% peut être subventionné. Le budget maximal est de 1.000.000 €.

Pour des investissements dans la géothermie profonde qui produisent de la chaleur, il est donc possible d'obtenir une subvention. Mais la prime n'est pas octroyée si la production de chaleur se fait en cogénération.

Il n'est pas clair si la technologie décrite dans la liste peut être appliquée pour la production d'électricité. Selon la personne contactée au VEA, ceci devrait être analysé. En tout cas, quand pour la production d'électricité à partir de géothermie des certificats verts sont obtenus, le choix doit être fait entre la prime à l'écologie et les certificats verts.

Pour qu'une nouvelle technologie soit ajoutée à la liste limitative des technologies, plusieurs critères doivent être rencontrés, comme par exemple, la technologie doit avoir un temps de retour de plus de 5 ans. De plus, une enquête sur les bénéfices attendus par la technologie en question envers l'environnement devra être menée.

22.4.4 Système des certificats verts

Depuis 2002, l'électricité verte et la cogénération de qualité sont stimulées par des systèmes de certificats dans la Région flamande. Les producteurs d'électricité verte sur le territoire de la Région flamande reçoivent à cet effet un certificat (certificat vert ou CV) par MWh d'électricité produite, et ce tant pour la production pour consommation propre que pour la fourniture au réseau (de distribution ou de transmission). La base légale de ce système se trouve dans le décret du 17 juillet 2000 relatif à l'organisation du marché de l'électricité (MB 7/07/2009).

Les producteurs d'électricité produite à l'aide de cogénération reçoivent un certificat (certificat de cogénération) par MWh d'énergie primaire économisée par rapport à une production séparée d'électricité et de chaleur. Contrairement qu'en Wallonie, la cogénération n'est pas reprise dans les certificats d'électricité verte. Les certificats sont octroyés pour une période de 20 ans.

D'autre part, tous les fournisseurs d'électricité dans la Région flamande sont obligés de rentrer, pour un certain pourcentage ("quota") de leur électricité fournie, des certificats auprès de la VREG (régulateur flamand pour l'électricité et le gaz). S'ils n'arrivent pas à rentrer suffisamment de certificats pour une année précise, ils doivent payer une amende par certificat manquant.

La valeur marchande des certificats verts est proche du montant de l'amende et varie ces dernières années entre **107 et 113 €**.

Les certificats ne sont pas spécifiquement liés à une technologie. 1MWh d'électricité verte donne droit au même certificat, indépendamment si celui-ci est issue de l'énergie éolienne onshore, de la biomasse, des panneaux solaires, de la géothermie. Seul pour la co-combustion avec de la biomasse, l'octroi de certificats est réduit de moitié pour les premiers 60%; la combustion à 100% biomasse donne droit à 0,89 certificats par MWh.

Pour chaque technologie, un prix minimum (spécifique pour chaque technologie) est garanti pour une certaine période par les gestionnaires des réseaux de distribution. Ce système prévoit que les technologies qui ont besoin de plus d'aide que le prix courant des certificats, peuvent obtenir un subside garanti plus élevé. Ceci vaut pour l'électricité verte sur le réseau de distribution. Pour l'électricité verte sur le réseau de transmission, il existe des garanties (moins élevées) distinctes (cf. garantie fédérale dans la partie ...)

La garantie minimum a quant à elle été fixée en fonction de la technologie. La garantie minimum par CV pour la géothermie s'élève à 90€ à partir de 2010 durant les 10 premières années après la mise en service.

22.4.5 Participation au montage financier

Le PMV (ParticipatieMaatschappij Vlaanderen), peut être considéré comme un équivalent en Flandre du SRIW.

Le PMV peut prendre des participations dans les entreprises en direct ou peut participer dans un fond de capital risque externe (en Flandre) qu'il investit dans des entreprises. Un exemple d'un tel fond est le Capricorn Cleantech Fund.

Un pôle « Développement durable » a été créé au sein du PMV, dans lequel la géothermie profonde pourrait avoir sa place. Evidemment, le PMV n'investit que dans des entreprises qui ont un modèle d'entreprise rentable. Le cas échéant, il peut aider dans la constitution du modèle d'entreprise.

Le PMV a par exemple investi dans le nv Belwind qui exploite un parc d'éoliennes off shore à 46 km de la côte de Zeebrugge.

Personne contactée : Jan Van De Voorde, PMV, Duurzame ontwikkeling

Pour information : <http://www.pmv.eu>

22.5 CONCLUSION TÂCHE 4.1 ET 4.2

Etant donné le grand nombre d'aides financières accordées par beaucoup d'acteurs, qui plus est issus de domaines très divers, les données énumérées et décrites dans les présentes tâches ne se veut pas exhaustive, mais reprend très certainement l'essentiel des aides et subsides les plus importants. Les programmes d'aides gérés par les autorités locales n'ont par exemple pas fait l'objet d'une analyse en détails dans les précédentes sections.

Les différents programmes identifiés ont été listés ci-dessous, et regroupés selon la phase dans laquelle ils peuvent être appliqués. Il peut être constaté que le panel d'instruments proposés est grand et que les modalités d'application varient considérablement d'un pays à l'autre.

Recherche / exploration / faisabilité / démonstration

- Avances récupérables (Wallonie)
- Le Fonds démonstrateur de recherche (France)
- Soutiens régionaux (France)
- Programme de démonstration (Allemagne)
- Unieke kansen regeling (régime des chances uniques) (Pays-Bas)
- MIP (Flandre)
- Programme de démonstration (Flandre)

Chaque pays possède un programme d'aide ou de subvention pour des projets de démonstration. Un tel programme est très utile dans la phase où la technologie est encore inconnue ou lorsqu'un projet implique des éléments innovateurs.

Mais une fois ces barrières dépassées, il ne reste presque aucune possibilité de trouver une aide financière pour la phase précédant la réalisation même du projet, c'est-à-dire les étapes nécessaires à la caractérisation définitive de la ressource. Néanmoins, le financement des étapes en amont d'un projet, notamment la phase d'exploration, de pré-faisabilité, de faisabilité et de réalisation du forage d'exploration est très important pour un projet de géothermie. En effet, la ressource géothermique n'a pas été définitivement identifiée tant qu'un forage n'a été fait, et ces premières phases d'identifications doivent pourtant être financées.

Les prêts à taux réduit qui sont listés dans la phase d'investissement (cf. ci-dessous), pourraient servir aussi pour la phase de réalisation du forage d'exploration.

De manière générale, on constate un manque de subventions pour la phase d'avant-réalisation du projet. Chaque projet de géothermie profonde lancé les premières années (où la technologie reste dans sa phase d'introduction) aura en effet besoin d'un soutien.

Investissement, chaleur et/ou électricité

Plusieurs types de programme d'aides sont possibles pour soutenir la phase d'investissement.

Crédits avec taux réduit :

- Programme KfW des énergies renouvelables - Géothermie profonde (chaleur) (Allemagne)
- Programme KfW des énergies renouvelables – standard (électricité) (Allemagne)
- Financement vert (Pays-Bas).

Des conditions bancaires adaptées aux projets de géothermie ne sont proposées que par des institutions financières aux Pays-Bas et en Allemagne.

Suite aux contacts pris avec la fédération Febelfin, la fédération-coupole du secteur financier belge, il ressort qu'en Wallonie et en Flandre une proposition du secteur bancaire est actuellement sur la table pour établir une garantie de la part des autorités régionales dans le cas des emprunts accordés à des investissements dans le secteur de l'efficacité énergétique et des énergies renouvelables. Si une garantie est donnée, la banque peut réduire le montant de ses fonds propres qu'elle doit tenir obligatoirement suivant les règles de Bâle III. Puisque le fond propre représente un coût pour la banque, elle peut dans le cas d'une garantie donner des prêts à un taux réduit.

Réduction fiscale des coûts d'investissement :

- La déduction pour investissement (Wallonie et Flandre)
- Déduction pour investissements énergétiques (Pays-Bas).

Subventions :

- L'aide à l'investissement (Wallonie) ; uniquement petites entreprises pas détenu par le secteur de l'énergie + budget limité
- Fonds chaleur renouvelable (France)
- Prime à l'écologie (Flandre)
- Lancement sur le marché d'innovations énergétiques (MEI) (Pays-Bas) ; uniquement pour le secteur de l'horticulture de serre.

En ce qui concerne les subventions, seule la France offre un cadre incitatif spécifique pour des projets de géothermie profonde. Aux Pays-Bas, un secteur très important est consacré à la géothermie, mais ce secteur investit dans des projets de géothermie produisant de la chaleur. Pour des projets de géothermie qui visent la production d'électricité et ne relevant pas du secteur de l'horticulture de serre, ce programme ne peut pas être appliqué. En Wallonie, cela ne concerne que les petites entreprises non détenues par le secteur de l'énergie. En Flandre, la prime à l'écologie peut être appliquée pour des projets de géothermie profonde, mais pas pour les projet recevant déjà des certificats verts ou de cogénération.

Exploitation, électricité

Nous constatons que dans chaque pays un programme de soutien financier est mis en place pour la production d'électricité sur base des sources d'énergie renouvelables, dont la géothermie fait partie. Deux systèmes différents sont utilisés : en Wallonie, on applique un système de marché des certificats verts, en Allemagne, les Pays-Bas et en France un système de rachat d'électricité est mis en place.

Une comparaison simple des revenus par kWh produite, est le suivant :

- Wallonie : 9 c€/kWh (15 ans)
- France : 20 - 28 c€/kWh (15 ans)
- Allemagne : 16 - 27 c€/kWh (20 ans)
- Pays-Bas : 9 - 15 c€/kWh (15 ans)
- Flandre : 10 à 11 c€/kWh (20 ans)

Ceci montre que la Wallonie génère le moins de revenus par kWh d'électricité géothermique produit.

Exploitation, aide indirecte pour la chaleur :

- Réduction de TVA sur le prix de vente (France)
- Obligation chaleur renouvelable nouveaux bâtiments (Allemagne).

Ces deux programmes constituent des aides *indirectes* puisque l'investisseur ne recevra pas d'argent à proprement parler suite à ces mesures. L'idée est plutôt que la demande de chaleur soit augmentée, ce qui, selon les principes de l'économie, aura une influence positive sur le temps de retour d'un investissement dans la géothermie profonde qui vise la vente de la chaleur produite.

Il n'existe actuellement aucun système qui accorde une aide financière directe pour la chaleur (en €/kWh_{thermique}) dans la phase d'exploitation, et cela dans aucun pays. Le marché européen des quotas de CO2 peut mener à des effets financiers positifs, mais le système n'est certainement pas spécifique à la géothermie.

Montage financier

- SRIW Environnement B.E. Fin (Wallonie)
- PMV (Flandre).

En France la participation dans le capital propre d'une entreprise est possible, mais se fera uniquement par des investisseurs privés.

En Wallonie, un capital-investissement par un investisseur privé est également possible pour de tels projets. Ceci a été confirmé par BVA, le Belgian Venture Capital & Private Equity Association. Des participations auront en général lieu dans l'entreprise même et non au niveau d'un projet bien précis de l'entreprise. Evidemment, le rendement demandé sur l'injection de capital sera en accordance avec le risque du projet.

Ceci peut se également avoir lieu dans les autres pays.

23 TÂCHE 4.3 : PROPOSITION DE MODIFICATIONS À APPORTER

Etant donné les différents stades nécessaires afin d'arriver à l'exploitation même d'un projet de géothermie profonde, au vu des technologies possibles et étant donné les acteurs différents qui peuvent être impliqués lors du « cycle de vie » d'un projet de géothermie, des aides financières différenciées apparaissent nécessaires.

Globalement, les instruments financiers doivent pouvoir aider à la rentabilité de l'opération en diminuant les coûts d'investissement et en diminuant le temps de retour de l'opération, et donc permettre d'éveiller l'intérêt des investisseurs.

Les phases d'un projet de géothermie concret qui devraient être financées sont les phases :

- de recherche et développement (recherche, étude de (pré-)faisabilité, démonstrations)
- d'investissement
- d'exploitation et de maintenance.

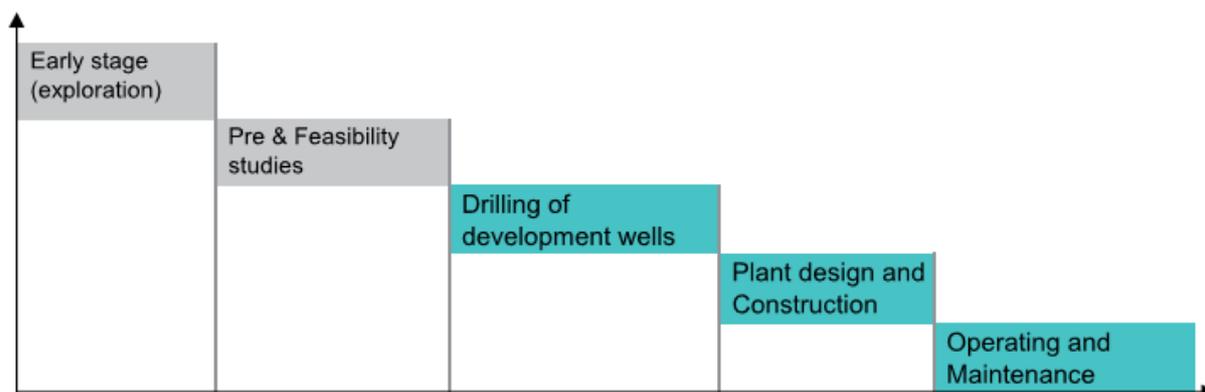


Figure 49 : Phases dans un projet de géothermie profonde [source : GEOFAR]

Différents types d'aides et de subvention sont déjà en place en Wallonie selon la phase considérée du projet :

- recherche et développement → avances récupérables ; mais uniquement pour des technologies émergentes
- investissement → aide à l'investissement ; mais uniquement pour la petite (ou très petite) entreprise qui n'est pas détenue par une moyenne ou une grande entreprise qui relève du secteur de l'énergie. La déduction pour investissement est un autre incitant qui peut être appliqué à des projets de géothermie.
- exploitation – production électricité → certificats verts ; mais nous constatons des revenus inférieurs pour la géothermie par rapport à d'autres pays
- création d'une entreprise spécifique pour la géothermie → participation dans le montage financier.

Sur base de l'évaluation du cadre incitatif en place dans d'autres pays, et en tenant compte des spécificités des projets de géothermie, les instruments d'aides suivants pourraient être ajoutés pour mieux soutenir le développement de la géothermie profonde en Wallonie :

- **subventions pour l'étude de (pré-)faisabilité et les forages d'exploration**
- **soutien financier pour la production de chaleur (phase d'investissement et/ou d'exploitation)**
- **conditions bancaires adaptées**
- **mécanismes d'assurance pour le risque géologique (Cf. tâche 3.2).**

Dans les aides financières, il faudra tenir compte des différents acteurs œuvrant dans le développement de la géothermie profonde en Wallonie :

- PME
- grandes entreprises
- investisseurs publics et privés
- sociétés liées au secteur public
- municipalités et entreprises légalement dépendantes et détenues par une municipalité
- universités, centres de recherche.

Les points importants de chaque instrument sont :

- le type de financement,
- les types de projets concernés
- la phase concernée
- le montant alloué
- les conditions d'éligibilité et l'organisation
- les critères d'éligibilité ou les procédures administratives.

Une révision régulière du cadre incitatif sera également nécessaire puisque les instruments financiers s'adaptent assez difficilement aux particularités des nouveaux projets de géothermie profonde.

Pour obtenir une vision encore plus claire des incitants supplémentaires nécessaires et de leurs modalités précises, il pourrait être intéressant d'effectuer un *case study* des aspects économiques d'un projet de géothermie profonde pour chaque phase du projet et dans sa totalité.

**PARTIE VI: ETUDIER L'IMAGE DEFAVORABLE DE LA
GEOOTHERMIE PROFONDE**

24 INTRODUCTION

La mise en œuvre de nouvelles technologies souffre souvent d'une certaine réticence ou image négative aux yeux des citoyens, groupes ou associations diverses. Cette image négative peut résulter de différents éléments, comme par exemple, une mauvaise connaissance de la technologie et de ses effets possibles sur l'environnement et la santé humaine, une première expérience négative, des rumeurs négatives etc.

L'opinion publique joue un rôle important dans le développement et la mise en œuvre de nouvelles technologies, tant au niveau régional qu'au niveau plus locale. L'opinion publique peut se faire entendre par le biais de ses choix électoraux, et dès lors par les concrétisations visées par le politique au niveau par exemple du choix de certaines technologies, de programmes de recherche, de changements réglementaires, de programme d'incitants, etc.

L'opinion publique joue également un rôle dans les phases d'autorisation de certaines activités, comme durant la phase d'octroi de permis d'environnement ou unique. En effet, l'opinion publique est sollicitée par le biais des enquêtes publiques. Les réserves, plaintes, remarques ou suggestion des riverains et *stakeholders* sont enregistrées et introduites dans la réflexion du projet et dans son évaluation par les auteurs de projets et les autorités compétentes, pour réorienter le projet si nécessaire.

Concernant particulièrement la géothermie profonde, il est attendu que de tels projets aient une dimension locale importante. Les riverains et autres acteurs du territoire concerné par le projet seraient alors les principaux opposants potentiels de ce type de projet.

Par ailleurs, le phénomène NIMBY (*Not in my Backyard*, « Pas dans mon Jardin ») est encore très présent dans l'opinion publique. Selon l'étude comparative de la prévention et de la gestion du NIMBY (« *Etude comparative de la prévention et de la gestion du Nimby : monographies de cas en Wallonie et à l'étranger* », réalisée par Groupe One en juin 2001), il y a plusieurs explications au phénomène NIMBY. Notons le conflit de proximité, la complexification de la société, la méconnaissance des conséquences des activités en terme de risques et de nuisances, une méfiance vis-à-vis des administrations et autorités, des défauts (lacunes) dans la communication et des frustrations des populations par rapport aux processus de décision.

Afin de stimuler le développement d'une nouvelle technologie, il est donc important de tenir compte de l'acceptation publique de cette technologie et d'avoir une approche active pour éventuellement faire évoluer la situation.

25 TÂCHE 5.1 : IDENTIFICATION DES PEURS ET RÉTICENCES

25.1 OBSERVATIONS

La géothermie est une source d'énergie renouvelable qui n'a pas encore atteint le grand public en Wallonie. Jusqu'ici, elle est donc plutôt inconnue.

Un changement important est en train de se réaliser au niveau de la géothermie très basse énergie (pompes à chaleur). Suite à une plus grande conscience des enjeux climatiques et plus particulièrement suite à la mise en œuvre de la législation relative aux performances énergétiques des bâtiments, cette technologie est de plus en plus appliquée.

Dans le cadre de cette étude, des contacts ont été pris avec les guichets de l'énergie et le portail de l'énergie de Wallonie qui ont pour rôle de répondre aux questions des citoyens par rapport à l'énergie. Ceux-ci renseignent que seules des questions relatives aux pompes à chaleur commencent seulement à être formulées, et qu'il s'agit principalement de questions techniques pratiques qui ne mettent pas en cause la technologie. De temps en temps, la problématique des nuisances sonores éventuelles qui pourraient être émises par les installations en question est abordée, mais aucune vraie problématique liée à cette technologie n'est à ce jour soulevée.

Quant à la géothermie profonde précisément, on constate que cette technologie n'est pas encore vraiment présente dans les esprits des Wallons actuellement. Les guichets de l'énergie et le portail de l'énergie confirment que, jusqu'à présent, ils n'ont pas encore reçu de question relative à la géothermie profonde en tant que telle. Ceci s'explique notamment par le fait qu'il n'y ait pas eu de projet récent, ou de projet concret autour duquel une certaine publicité a été faite.

Les seuls projets de géothermie profonde qui existent actuellement en Wallonie, notamment les trois puits géothermiques mis en place dans la région de Mons, ont été mis en œuvre en 1985. Puisque l'exploitation en elle-même d'un puits géothermique n'est pas la phase du projet qui représente les plus grandes incidences potentielles, et puisque jusqu'ici aucune difficulté ou problème lié au projet n'a été mis en évidence, ces activités se poursuivent sans affecter l'opinion publique.

De plus, ces projets utilisent de puits qui sont assez « petits » quant à leur diamètre, la profondeur et le débit, et ceux-ci n'ont pas fait appel à la technique EGS. Une phase de stimulation du champ géothermique n'a donc pas eu lieu.

Dans la région de Mons, de nouveaux projets ont été définis sur le court et le long terme (8 projets au total). La plupart de ces projets prévoit d'utiliser les puits existants de Douvrain, Ghlin et Saint-Ghislain. Les projets qui envisagent de créer de nouveaux puits sont plutôt prévus sur le long terme et n'ont pas encore été communiqués au grand public. A l'heure actuelle, le dialogue se tient entre le propriétaire du terrain, l'Université de Mons et le niveau politique sans interaction avec le grand public.

La conclusion qui peut être tirée des éléments qui précèdent est que la géothermie profonde n'est pas encore d'actualité pour les citoyens Wallons. Dès lors, il est difficile d'identifier les peurs et réticences éventuelles des citoyens wallons par rapport à de tels projets, car les citoyens ne se sont pas encore formé une opinion concrète sur le sujet.

Cette situation offre évidemment la possibilité de bien se préparer à la mise en œuvre d'un premier projet de géothermie profonde et à son acceptabilité par l'opinion publique. La tâche 5.2 visant à

proposer des démarches pour essayer le mieux gérer les peurs et réticences éventuelles sera donc très pertinente.

Outre la Région Wallonne, il est intéressant d'étudier la situation hors Wallonie. Car au moment où un grand projet de géothermie profonde sera lancé en Wallonie, les différents stakeholders, comme les « opposants » possibles, se reposeront également sur les expériences étrangères.

Expérience à Bâle, en Suisse

Le projet de géothermie profonde ayant eu l'impact le plus important sur les citoyens et les réactions des citoyens en Europe est très probablement celui de Bâle en Suisse.

Pour rappel, le projet de Bâle a été décrit au sein de la tâche 2.1.

Le projet a eu lieu dans un contexte urbain, dans la ville de Bâle. L'entreprise qui a mené ce projet, GeoPower Basel AG, est une entreprise qui a été établie spécifiquement pour le projet sur base de l'association de différents actionnaires, dont des producteurs d'énergie Suisse et le canton de Bâle.

Les informations reprises ci-dessous ont pour objectif de relater les faits qui caractérisent le projet de Bâle, et se focalisent particulièrement sur les aspects sociaux. Ces informations ont été fournies, entre autres, par Mr. Josef Fricker, CEO de GeoPower Basel AG.

L'introduction de la demande de permis de construire pour le premier forage profond date du mois d'août 2004. Du fait des nuisances de bruit liées aux activités de forage, des plaintes ont été exprimées par les riverains. Suite à cela, l'entreprise a dû prévoir la construction d'un mur de protection contre le bruit sur son site du côté de la zone résidentielle, et a été obligée de financer des mesures de réduction du bruit par l'isolation des salles sensibles au bruit par des fenêtres isolantes, dans un rayon de 100 mètres. Le permis de construire a ensuite été délivré et les militants ont définitivement retiré leurs plaintes en octobre 2005.

Un système de surveillance a également été installé, au moyen de six sismomètres installés près du puits d'injection et avec près de 30 stations sismiques dans la région de Bâle. Un plan d'arrêt de l'installation, dans le cas où des tremblements de terre seraient perçus, a également été conçu. Néanmoins, le service sismologique suisse, qui n'a aucune autorité dans ce cas-ci, a communiqué à GeoPower Basel et aux autorités de Bâle que le service n'avait pas vu ce qu'il considérerait comme une analyse de risque sismique proportionnelle et satisfaisante pour le projet. L'autorité locale confirme pourtant que GeoPower Basel a obtenu un permis valide, et avait rempli les conditions reprises dans le permis.

Le 2 décembre 2006, la phase de stimulation des roches commence par injection d'eau. L'injection se fait avec un débit croissant. Comme prévu, des milliers de micro-tremblements de terre ont été enregistrés. En raison de l'activité sismique fortement accrue ressentie en surface, l'injection a été arrêtée le matin du 7 décembre. La veille du 7 décembre, la pression dans le puits a été diminuée graduellement par écoulement d'eau. Quelques heures plus tard, le 8 décembre 2006 à 17h48, un tremblement de terre d'une magnitude de 3,4 sur l'échelle de Richter a été enregistré, ce qui s'est fait nettement sentir dans la région. La population locale s'est montrée anxieuse et en colère, et l'attention internationale des médias s'est tournée vers le projet de Bâle.

La cellule de crise cantonale demande par la suite un arrêt de travail et le Procureur ouvre une enquête. Le Conseil d'administration a ensuite demandé à GeoPower Basel AG de soumettre un rapport interne aux autorités et aux membres du CA. L'événement déclenche dans toute la Suisse, et au-delà de ses frontières, un très grand intérêt des médias.

Le 20 décembre 2006, le conseil d'administration de GeoPower Basel AG Bâle a décidé de suspendre le projet et d'évaluer toutes les données en détail et sans contrainte de temps.

L'arrêt du projet, pour un temps indéterminé, a été confirmé par le conseil du gouvernement le 23 janvier 2007. La condition cruciale pour une continuation possible du projet est une analyse des risques approfondie commandée par le canton de Bâle-ville.

L'assurance de GeoPower Basel AG a commencé à enregistrer les dommages causés à certains bâtiments suite au tremblement de terre par un bureau d'ingénieurs à partir du début janvier 2007.

Jusqu'à trois mois après le tremblement de terre du 8 décembre, d'autres chocs ont été perçus. Entre décembre 2006 et mars 2007, un total de sept tremblements de terre d'une magnitude de plus de 2,5, dont quatre d'une magnitude de plus de 3, ont été enregistrés.

En concordance avec les aspects juridiques et d'assurance dans le traitement des déclarations de sinistre, un périmètre qui précise où des dommages possiblement induits par les tremblements de terre en question a été élaboré. Le périmètre couvrirait un domaine d'environ 15 kilomètres autour du forage à Kleinhüningen.

Finalement, les tremblements de terre auraient causé des dommages pour plus de \$8.4 million USD. Selon le CEO de GeoPower Basel AG, ce montant ne représenterait pas uniquement la réparation des dommages causés suite au tremblements de terre, mais concernerait également la réparation des dégâts déjà présents dans les bâtiments présents aux environs des puits. Il raconte que la société avait fait un inventaire des dégâts existants au niveau des bâtiments situés aux environs des puits, et cela avant la phase de stimulation. Et étonnamment, presque aucun dommage n'aurait été enregistré dans ces bâtiments précisément. De plus, ils ont constaté que les premières 1000 déclarations de sinistres impliquaient un montant moyen clairement inférieur à celui relatif aux déclarations soumises plus tard ; est-ce que les gens auraient profité de cette opportunité ? Mais l'entreprise a délibérément choisi d'être généreuse afin de ne pas détériorer encore plus l'image du projet et de l'entreprise.

Suite à toutes les expertises et avis émis, le canton de Bâle, un des partenaire du projet, a finalement communiqué que le projet était trop dangereux et ne pouvait continuer. GeoPower Basel AG sera alors liquidée peut après.

En ce qui concerne la communication, GeoPower Basel AG estime qu'ils ont fait dès le début tout la communication nécessaire vis-à-vis de la population. Ils ont entre autres informé la population sur les risques potentiels et plus particulièrement sur les risques de tremblements de terre éventuels. Mais des tremblements d'un magnitude de plus de 3 n'avaient pourtant jamais été envisagés par le développeur du projet.

Si GeoPower Basel AG pouvait redémarrer le projet, l'entreprise prendrait plus de temps pour bien inventorier toutes les données nécessaires en amont de la réalisation du projet, et pour faire toutes les recherches supplémentaires nécessaires afin d'avoir une meilleure vue sur le comportement du système à cet endroit spécifique. En plus, elle estime qu'un puits d'exploration devrait être réalisé pour aider à cette phase de recherche et développement cruciale. Le puits pourrait par après être transformé en un puits de production pour diminuer les coûts. En ce qui concerne la communication, l'entreprise estime qu'une communication plus active ne serait pas nécessaire, vu l'attention accrue de la population pour de tels projets. Avant l'évènement de Bâle, l'attention était en effet plus faible.

Selon le CEO, il y a toujours un futur pour la géothermie profonde en Suisse, et particulièrement pour la production d'électricité. Actuellement la Suisse dépend pour environ 30 à 40 % de l'électricité nucléaire. Entre autres, les évènements récents de Fukushima au Japon relance le débat sur la

nécessité de remplacer cette énergie nucléaire. La géothermie est considérée comme une des alternatives valables et monte à nouveau dans la liste de priorités des politiciens et industriels. L'évènement à Bâle a selon lui donné lieu à une stagnation pendant quelques années, mais certainement pas à un arrêt complet des projets de géothermie profonde en Suisse.

Toutes les expertises et avis, y compris l'analyse de risques, faites pour et par les autorités du projet, sont reprises par le département de l'urbanisme Bâle-ville aux pages web suivantes :

<http://www.wsu.bs.ch/politikdossiers/geothermie.htm>
www.geopower-basel.ch

A titre informatif, deux articles ayant été publiés à la suite des évènements de Bâle sont repris ci-dessous.

Fachsimpelei baut Ängste vor Geothermie nicht ab

Risiko-Dialog soll Wärmeenergie-Projekt begleiten

ELIAS KOPF

Die Geothermie-Bohrungen liegen auf Eis. Nun zeigt ein Workshop: Die Zukunft des Energieprojekts hängt stark davon ab, ob zwischen Bevölkerung und Behörden eine konstruktive Diskussion in Gang kommt.

Am 8. Dezember 2006 zitterte in Basel die Erde, Auslöser waren Geothermie-Bohrungen in Kleinhüningen. Die Vehemenz des Erdstosses traf Behörden, Öffentlichkeit und Medien unvorbereitet. Seither liegt das Erdwärme-Projekt auf Eis, Studien klären die Erdbebengefahr neu ab. Doch eines ist schon jetzt klar: Falls die Energietechnologie je wieder vorangetrieben werden soll, braucht es einen umfassenden Risiko-Dialog mit der Bevölkerung.

WIE IN DER «ARENA». «Zwar haben die Überschwemmungen der letzten Wochen weit grössere Schäden angerichtet als das Geothermie-Beben, doch ein Erdstoss weckt völlig andere Emotionen», so Jürg Hofer, Leiter des Amtes für Umwelt und Energie (AUE). Deshalb genüge es in Zukunft nicht, sich bloss auf Expertenwissen zu stützen. «Wir müssen die Psyche der Menschen und ihre Haltung zu Erdbeben viel stärker berücksichtigen.»

Wie man auf die Ängste der Bevölkerung sinnvoll eingehen kann, loteten die Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter der Basler Verwaltung letzte Woche an einem Workshop aus. Durchgeführt wurde die Veranstaltung vom emeritierten Professor der Uni St.Gallen, Matthias Haller, der im Nachgang zu Schweizerhalle die Stiftung Risiko-Dialog gegründet hatte. Die Stiftung ist

auf die Organisation offener Kommunikationsplattformen zu gesellschaftlichen Risiken spezialisiert.

Übungshalber wurden die 45 Teilnehmer in verschiedene Interessengruppen aufgeteilt: Bevölkerungsvertreter, Erdbebenexperten, Behördenmitglieder, Medienleute, Geothermie-Branche sowie Nachbarbehörden in Deutschland und im Elsass. Hier wurden die spezifischen Standpunkte zur Geothermie-Problematik erarbeitet und anschliessend in einer der Arena-Sendung nachempfundenen Diskussionsrunde zusammengeführt.

MEHR DIALOG. Dabei zeigte sich rasch: Fachsimpelei überzeugt nicht, denn Bevölkerung und Medien bewegen sich hauptsächlich auf der Ebene der emotionalen Betroffenheit. Und die ist besonders ausgeprägt, wenn eine Naturkatastrophe nicht blind zuschlägt, sondern – wie das Geothermie-Beben – von Menschenhand provoziert wird. Entsprechend genau möchte die Öffentlichkeit wissen, welche Risiken man ihr da zumutet. So gingen denn die Vorschläge der Teilnehmenden rasch dahin, die Verantwortlichen müssten in Zukunft auch über Zwischenergebnisse und unspektakuläre Details rund ums Geothermie-Projekt besser informieren. Nur so könne die Bevölkerung sehen, dass man sich auf Behördenseite intensiv mit den Risiken befasse.

Mit einer solchen betont offenen Kommunikationsstrategie sei es seinerzeit auch der Chemischen Industrie gelungen, das nach Schweizerhalle verlorene Vertrauen zurückzugewinnen.

Basler Zeitung (BaZ), 21.08.07

Erdbeben-Schäden kosten 9 Millionen

Versicherung hat sich bei der Berechnung der Geothermie-Schadensfälle verschätzt

PHILIPP LOSER

Vier Fünftel aller gemeldeten Erdbeben-Schäden sind durch die Versicherung der Geopower inzwischen bearbeitet. Ausbezahlt sind insgesamt 2,4 Millionen Franken.

Es wird teurer, teurer und nochmals teurer. Erste Schätzungen der Geopower nach den Beben vor einem Jahr gingen von einer Schadenssumme zwischen 1 und 2 Millionen Franken aus. Im September dieses Jahres wurde die Summe auf «2 bis 3 Millionen» erhöht, um schliesslich bei den momentan aktuellen 7 bis 9 Millionen Franken anzukommen: «Wir haben uns bei der Berechnung des Zeitwerts der verschiedenen Gebäude verschätzt», sagte Geopower-Anwalt Daniel Gebhardt gestern vor den Medien. Unter Zeitwert versteht man im Versicherungswesen jene Summe, die sich aus dem Neuwert eines Gebäudes abzüglich eines Betrags für Alter und Abnutzung ergibt.

2565 SCHÄDEN GEMELDET. Trotz der höheren Summe konnten die Verantwortlichen gestern auch erfreuliche Zahlen präsentieren. So sind heute, ein Jahr nach den durch die Geothermie-Bohrung verursachten Erdstössen, gut vier Fünftel aller Schäden bearbeitet. 2565 Schäden wurden nach den Beben gemeldet, rund 2200 sind aufgenommen. Verantwortlich für die Schadensaufnahme, die auch zu den Kosten von bis 9 Millionen Franken beiträgt, ist das Ingenieurbüro Aegarter & Bosshardt, wo zurzeit immer noch zwischen 30 und 35 Mitarbeiter mit den Folgen der Beben beschäftigt sind. Bis Ende Jahr soll mit allen Geschädigten Kontakt aufgenommen werden.

Ausbezahlt wurden bisher 2,4 Millionen Franken an 883 Geschädigte, die



Wo es geschah. In Kleinhüningen bebte vor einem Jahr die Erde. Noch immer wird das Bohrloch überwacht. Foto Roland Schimid

durchschnittliche Schadenssumme pro Fall beträgt rund 3000 Franken. Auch diese Zahl hat sich gesteigert – bis gestern hatte die Geopower immer von 2000 Franken pro Fall gesprochen.

VERZICHT AUF VERJÄHRUNG. Damit spielt die Geopower Bernhard Bosshart in die Hände: «Je mehr man sich wehrt, desto mehr wird gezahlt», sagt der Gründer der Bürgerinitiative «Erd-Erschütterungs-Geschädigte». Seine Schätzung über die Schadenssumme

habe ganz zu Beginn 40 Millionen Franken betragen: «Und was passiert jetzt? Es wird tatsächlich immer teurer.» Bosshart vereint in seiner Initiative rund 70 Hauseigentümer, die er bei den Verhandlungen mit der Axa-Winterthur, der Versicherung der Geopower, berät. Als Erfolg wertet er, dass die Geopower auf die Verjährungsfrist verzichtet. Am Freitag hatte der Hauseigentümer-Verband mit Klage gedroht, falls die Firma auf der Frist, die für einige Fälle bald abgelaufen wäre, beharrt hätte.

Am schnellsten vorwärts gemacht hat die Versicherung im angrenzenden Ausland. 749 der abgeschlossenen Schadensfälle betreffen Schäden in Deutschland und Frankreich, wo insgesamt rund 1000 Schäden gemeldet wurden. Die Gesamtkosten des Geothermie-Projekts betragen bis jetzt 62 Millionen Franken. Ursprünglich sollte das Projekt 80 Millionen Franken kosten, wovon allein 62 Millionen auf die Explorationsphase in Kleinhüningen entfallen wären.

Expérience à Soultz-sous-Fôrets, en France

Le projet est décrit dans la tâche 2.1.

Il est à noter que le projet a lieu dans un environnement rural, à 50 km au nord de Strasbourg et que le projet a vu la lumière dans les années 1980. La phase d'exploration a été entamée en 1989.

Les informations reprises ci-dessous ont été entre autre fournies par Mr. Nicolas Cuenot, Ingénieur Géophysicien à Soultz (GEIE "Exploitation minière de la chaleur" EEIG "Heat Mining").

Lors du projet, beaucoup d'attention a été portée sur la communication avec la population. La communication a toujours été faite dans un esprit de transparence et d'honnêteté. Des informations de nature diverse ont été données sur le projet, notamment sur les risques du projet. Cette manière de communiquer a été bien accueillie par tous les parties et s'est avérée être une bonne méthode.

Il est important de mentionner que cette communication se n'est mise en place qu'au moment où le projet était déjà en cours, et que certains impacts avaient déjà été observés par la population. Depuis

lors, le public suivait avec beaucoup plus d'attention le projet, et la ville de Soultz a organisé des réunions d'information publique de manière régulière.

En 2003, un sismicité d'une magnitude de 2.9 sur l'échelle de Richter a été observée dans la nuit. Le tremblement de terre a induit beaucoup de demandes d'information, mais également des plaintes émanant de particuliers et d'associations adressées aux responsables du projet et directement aux autorités locales. L'évènement a été couvert dans la presse, par exemple via des articles parus dans les journaux locaux. Près de 30 plaintes pour des dommages ont été soumises et évaluées par les experts des compagnies d'assurances. Finalement, seule une plainte a été jugée recevable. Cette plainte portait sur un miroir tombé et cassé (dégât mineur).

Mise à part cet évènement, la relation avec la population est restée plutôt positive. Depuis 2003, le projet s'est poursuivi sans que d'autres impacts observables ne se soient produits, et se trouve actuellement dans une phase d'exploitation au cours de laquelle aucun nouvel impact n'est attendu. Les étapes du projet pouvant induire plus probablement des secousses sismiques sont à ce jour terminées, et toutes les caractéristiques du projet aujourd'hui sous contrôle.

De plus, le projet est bien intégré dans le tissu local, en impliquant souvent des sous-traitances locales qui créent de l'emploi dans la région.

A titre informatif, deux coupures de presse ayant été publiées à la suite des évènements sont reprises ci-dessous.



<http://www.geothermie-soultz.fr/>

Anti-groupes Allemands

Malgré que le projet de Soultz-sous-Fôrets ait impliqué des secousses sismiques, le projet n'a pas donné lieu à l'émergence d'associations anti-géothermique en France.

Dans la vallée du Rhin, plusieurs projets ont été engagés à la suite de l'expérience de Soultz-sous-Forêts, notamment à Landau (3 MWe et chauffage urbain) et à Insheim. Là encore, des microséismes ont inquiété les populations locales. En Allemagne on retrouve en effet des groupes 'anti géothermie' ; ce sont en général des « Bürgerinitiative » qui protestent contre des projets spécifiques. Certaines initiatives ont comme but principal d'informer les citoyens, d'autres sont plus agressives et incitent les gens à participer activement à la protestation.

Ci-dessous, des captures d'écran de différentes sites web de ces « initiatives citoyennes » sont reprises.

<http://www.geothermie-bruehl.info/home.html> :

Wir sind eine Gruppe interessierter Brühler und begrüßen Sie herzlich!

Unsere Interessen sind:

zu INFORMIEREN
viele Mitbürger wissen nicht um den Stand des Baus des Geothermiekraftwerkes in Brühl. Einige vermuten einen Zusammenhang mit der Fernwärmetrasse nach Speyer. Hier sehen wir die Notwendigkeit Aufklärung zu betreiben

ABZUWÄGEN
sicherlich ist die Geothermie eine interessante Energie resource, allerdings mit vielen dramatischen Risiken behaftet. Vorfällen in anderen Projekten unterstreichen diese Risiken und da entsteht die Frage eines solchen Vorhabens direkt an der Wohngebietsgrenze und der Schule

zum jetzigen Zeitpunkt **GEGEN** den Bau des Geothermiekraftwerkes zu stimmen

Bürgerinitiative (BI)

Wir sind Brühler Bürger, die sich zusammengeschlossen haben, um die Lebensqualität in Brühl und Umgebung für uns und unsere Kinder zu erhalten.

Wir wehren uns dagegen, dass Brühl bei hohem Risiko für den Ort und seine Bewohner der Geothermiewirtschaft dienen soll.

Geplant ist ein Erdwärmekraftwerk, mit dem nur Strom, jedoch keine Fernwärme erzeugt werden soll. Der Bau und Betrieb eines solchen Kraftwerks verursacht Dauerlärm und lokale Abwärme. Zudem besteht das Risiko eines ortsnahe Erdbebens mit vielfältigen möglichen Auswirkungen (z. B. Gebäudeschäden, Risikolagen Firmenverlagerung und Trinkwassergefährdung).

Mit unseren kurzen, aktuellen Informationen wollen wir Informationen geben, die jeden von uns angehen um unsere Heimat, Umwelt und Gesundheit zu schützen.

Wenn Sie Fragen haben, nehmen Sie gern Kontakt info@geothermie-bruehl.info zu uns auf!

<http://www.fw-bruehl-rohrhof.de/> :

<p>zur Stellungnahme Hallo, auf welcher Grundlage stimmte man der Bauvoranfrage zu,...</p> <p>mehr ... von Simon Schmeisser</p> <p>Stellungnahme der FW zur... Geothermie Kraftwerk Brühl Die unsinnige Zustimmung zum Kraftwerk der SPD und CDU in Brühl wird...</p> <p>mehr ... von Jürgen Böhler</p> <p>Stellungnahme der FW zur... Geothermie in Brühl Nachdem ein neuerliches Gutachten über das Kraftwerk in Landau...</p> <p>mehr ... von Gerhard Blesch</p> <p>Stellungnahme der FW zur... Geothermie Werner Fuchs Meinung sollten alle Gemeinderäte übernehmen.</p>	<p>Aufruf an alle Bürgerinnen und Bürger</p> <hr/> <p>Aufruf an alle Bürgerinnen und Bürger in Brühl & Rohrhof sowie in umliegenden Gemeinden</p> <p>Brühl und Rohrhof brauchen Ihre Hilfe!</p> <p>In Brühl soll ein Geothermie-Kraftwerk gebaut werden. Der Gemeinderat hat im Jahr 2008 entsprechenden Antrag des Bürgermeisters mehrheitlich zugestimmt und die Warnungen der Freien Wähler nicht beachtet. Einzig die vier Gemeinderäte der Freien Wähler haben aus guten Gründen dagegen gestimmt.</p> <p>Ein Geothermie-Kraftwerk in unmittelbarer Nähe zur Realschule und Wohnbebauung in so einer kleinen Gemarkung wie Brühl ist ein völlig falscher Standort!</p> <p>Dieses Geothermie-Kraftwerk wird uns in den nächsten dreißig Jahren plagen.</p> <p>Derzeit stehen wir zudem erst am Anfang aller Schwierigkeiten. Nach der Bohrphase folgen die verschiedenen Bauphasen mit ihren jeweils eigenen Problemen für uns und die umliegenden Gemeinden. In der Betriebsphase werden dann die Förderpumpe und die Turbinen ständig laufen – mit Dampfaustritten und einem steten Geräuschpegel Tag und Nacht mindestens dreißig Jahre lang.</p> <p>Die Erfahrungen des Geothermie-Kraftwerkes in Landau zeigen, dass Erderschütterungen Risse an Gebäuden und darüber hinausgehende Schäden verursachen.</p> <p>Das wollen wir nicht! Wir wollen kein Geothermie-Kraftwerk in Brühl!</p> <p>Deshalb unterstützen wir die Bürgerinitiative gegen das Geothermie-Kraftwerk (www.geothermie-bruehl.info) und rufen auch Sie, liebe Bürgerinnen und Bürger, dazu auf.</p> <p>Unterstützen auch Sie die Bürgerinitiative (Thomas Gaisbauer, Friedensstrasse 29, 68782 Brühl) und schauen sie sich als warnendes Beispiel das Geothermie-Kraftwerk in Landau (Eutzinger Straße - Gelände der ehemaligen Panzerwerkstätten - 76829 Landau in der Pfalz) an.</p>
---	--

Pour contourner cette image négative que la géothermie profonde a auprès certaines personnes et associations en Allemagne, le Bundersverband Geothermie a crée un site web qui a comme objectif d'informer la population et d'offrir la possibilité d'entrer en dialogue :

<http://www.geothermie-dialog.de/>

geothermie dialog Startseite Kontakt/Impressum

Geothermie - Energie mit Tiefgang

Einstieg Geothermie Fragen zur Geothermie Stimmen zur Geothermie Geothermie vor Ort Schritte zur Geothermie Gutachten und Studien

STELLEN AUCH SIE IHRE FRAGE

Wir haben die am häufigsten gestellten Fragen und die Antworten zusammengetragen und bieten Ihnen die Möglichkeit selbst Fragen zum Thema zu stellen. Nutzen Sie für Ihre Frage bitte das Formular auf dieser Seite. Ihre Daten werden nicht auf der Webseite angezeigt und nicht gespeichert. Die eingesendeten Fragen werden gesammelt und von unseren Experten beantwortet. Diese Antworten veröffentlichen wir regelmäßig auf dieser Webseite im Menüpunkt "**Fragen zur Geothermie**".

Hinweise zum Datenschutz
Ihre Daten (Vorname, Name, Wohnort, E-Mail-Adresse) werden zum Schutz vor Massen-E-Mails abgefragt. Die Daten werden nicht an Dritte weitergegeben und sofort gelöscht.

VERANSTALTUNGEN UND TERMINE

- ▶ 12. Mai
3. Deutsch-Amerikanische Energietag / Global Energy Challenges - Transatlantic Business Opportunities
- ▶ 12. Mai
7. Internationale Geothermiekonferenz
- ▶ 13. Mai
geoENERGIE-Tag
- ▶ 18. Mai
Berliner Energietage 2011
- ▶ 19. Mai
ETH EnergieTage Hessen

STELLEN SIE AUCH EINE FRAGE

Stellen auch Sie Ihre Frage!

26 TÂCHE 5.2 : PROPOSITIONS DE DÉMARCHES

Afin de réduire les peurs et réticences éventuelles liées à la mise en œuvre d'un projet de géothermie profonde en Wallonie, et d'obtenir une opinion publique positive et une bonne acceptation du projet, plusieurs démarches peuvent être entreprises autant au niveau de la Région qu'au niveau d'un projet spécifique.

26.1 AU NIVEAU DE LA REGION

Au niveau de la Région, il s'agit de démarches permettant une prévention ou une gestion de l'opposition à des projets de géothermie profonde, et qui sont maintenues dans le temps. En fait, ces démarches ne sont généralement pas spécifiques à un projet de géothermie, ou même au groupe des projets de géothermie profonde, mais valent pour des projets de nature diverse : projets industriels privés ou publics, projet d'exploitation agricole, projet relatif à la construction d'infrastructures privées ou publiques, ...

26.1.1 Choix politiques clairs

Pour que la population croie en la géothermie profonde et la soutienne, il est indispensable que le même soutien émane de la politique. Si dans un gouvernement il y a des visions différentes sur l'acceptation et le développement de la technologie, ceci ne donne pas un bon signal et offre une base aux doutes des citoyens.

Ceci ne veut évidemment pas dire que les éléments moins positifs ou problématiques d'une technologie doivent être négligés. Au contraire, la politique doit les reconnaître et les prendre en compte, mais sans que cela ne change sa décision finale de soutenir le développement de la technologie en question.

Un choix clair donnera également aux centres de recherche, entreprises et investisseurs une meilleure garantie que les efforts entrepris aujourd'hui auront une bonne chance d'être valorisés dans le futur. Ceci tant au niveau de la rentabilité (politique, aides financières), qu'au niveau des dispositions et procédures réglementaires. La condition est évidemment que ce choix ne change pas lors d'un changement de gouvernement. La visibilité sur le long terme est d'autant plus importante pour des projets comme ceux de géothermie profonde, étant donné le temps considérable nécessaire pour aboutir à la phase d'exploitation. Dans un cadre politique incertain, des investissements dans la phase de recherche ou d'exploration seront plus incertains également.

26.1.2 Un cadre réglementaire adapté et transparent

Comme discuté dans la partie II de l'étude, un cadre réglementaire adapté et clair est important pour le développement et le contrôle visant la bonne mise en œuvre de projets de géothermie profonde. Et ceci n'est pas uniquement important pour rassurer les investisseurs éventuels, mais également pour garantir l'acceptation de projets de géothermie profonde par la population.

La mise en place d'une réglementation adaptée permet en effet une prise en compte de tous les aspects spécifiques de la technologie et garantit que la réflexion ait bien été menée pour limiter les incidences négatives de tels projets sur la santé humaine, la sécurité, l'environnement, ... Sans cadre adapté, cette garantie est beaucoup plus faible et peut donner lieu à une méfiance de la population vis-à-vis de la réglementation en vigueur et des autorités.

26.1.3 Des instruments administratifs de participation

Les citoyens doivent pouvoir faire entendre leur voix quand il s'agit de projets pouvant avoir une incidence sur leur sécurité, leur santé ou l'environnement par exemple. Pour ceci le rôle du cadre réglementaire est important puisqu'il prévoit des instruments et procédures clairs pour cette démarche.

Les instruments actuellement à disposition en Wallonie sont notamment :

- Les procédures d'études d'incidences sur l'environnement préalables à l'autorisation d'un permis d'environnement, d'un permis unique ou d'urbanisme pour des projets de classe 1 ou de projets soumis d'office à étude d'incidences ; avec organisation de consultation publique dans la première étape de l'étude afin de récolter les avis, plaintes, remarques des riverains et *stakeholders* ;
- Les procédures d'enquête publique préalablement à l'octroi ou au renouvellement d'un permis d'environnement, de permis unique ou d'urbanisme pour des projets de classe 1 et de classe 2 ;
- La liberté d'accès à l'information relative à l'environnement.

Pour la population ceci donne la possibilité de :

- accéder à l'information concernant les projets ;
- émettre leurs avis concernant le projet lors de la réunion de concertation et avant son approbation lors de l'enquête publique (la réunion d'information est obligatoire dans la procédure d'une EIE ; pour la classe 2 elle est volontaire) ;
- introduire des recours au niveau ministériel et au niveau du Conseil d'Etat si nécessaire.

Les avis, commentaires et plaintes éventuelles des riverains et *stakeholders* soumises durant la réunion de concertation et l'enquête publique doivent être obligatoirement prise en considération dans l'évaluation du dit projet. Des conditions spécifiques peuvent être imposées au projet suite à cela, ou le permis d'un projet peut être éventuellement refusé ou suspendu.

26.1.4 Informer et éduquer la population sur la géothermie profonde

Dans le cas de projets de géothermie profonde, ceci est très important puisque la matière est assez complexe. D'un côté il y a les aspects liés à *l'utilisation d'une ressource d'énergie renouvelable* (dans le contexte des préoccupations actuelles des changements climatiques, de l'énergie nucléaire), d'un autre côté il y a l'aspect du *coût* (comparé à celui des énergies classiques) et l'aspect de *l'impact éventuel sur l'environnement*, de même que celui de la *sécurité* (par exemple, les secousses ou

tremblements de terres pouvant être induits durant la phase de stimulation ; les nuisances sonores lors de la phase des forages, etc.).

Dans un premier temps, l'information de la population sur ces éléments sera donc une tâche prioritaire à prendre en charge par la Région.

Les différentes énergies renouvelables ont beaucoup d'éléments en commun et peuvent donc profiter d'une communication et information commune. En général, la population est de plus en plus consciente des enjeux environnementaux et sociaux liés à l'utilisation des énergies fossiles et nucléaires. Les différentes alternatives possibles sont également de mieux en mieux connues, mais on constate un déséquilibre dans la connaissance des différentes technologies existantes. Les panneaux photovoltaïques et les éoliennes, beaucoup plus visibles dans notre entourage (installation de panneaux photovoltaïques ou solaire sur les toits ; éoliennes le long des autoroutes) sont presque devenus quelque chose de familier pour la plupart des gens ; ceux-ci sont également très fréquemment mentionnés par les médias.

Par ailleurs, les énergies renouvelables comme l'énergie hydraulique ou la géothermie profonde sont beaucoup moins connues du grand public. A titre d'exemple, la figure ci-dessous montre le niveau de connaissance des technologies des Français. On constate que la géothermie était à peine connue en 2004, mais que la prise de conscience de la géothermie a considérablement augmenté depuis. On doute qu'une même évolution ait eu lieu en Wallonie.

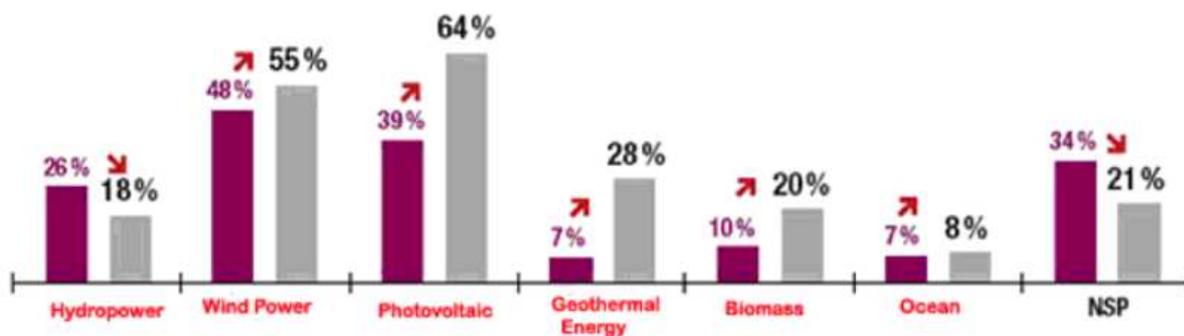


Figure 50 : Evolution de la conscience de la population française quant aux énergies renouvelables entre 2004 et 2008 [source: GEOFAR – sondage BVA pour l'ADEME]

Pour qu'une technologie, et ensuite des projets concrets soient acceptés, il est en effet très important que il y ait une compréhension des différents enjeux et alternatives. La géothermie profonde devrait être ressentie comme une de ces solutions, sans pour autant que les éventuels aspects moins positifs liés à cette technologie soient négligés. Des informations complètes doivent donc être communiquées à la population.

Plusieurs possibilités existent pour **informer** la population sur la géothermie profonde :

- la création d'un site web spécialisé ou pages thématiques qui font partie d'un site web plus général sur le sujet
- la création de brochures thématiques (générales et spécifiques) qui peuvent être téléchargées sur internet ou qui peuvent être distribuées
- l'organisation de programmes télévisés (reportages) qui traitent des projets de géothermie profonde (exemple étrangers, possibilités et enjeux wallons, ...).

Pour le premier point, le site web « Portail de l'énergie » (www.energie.wallonie.be) offre déjà un très bon point de départ. La page actuelle sur la géothermie (<http://energie.wallonie.be/fr/la-geothermie.html?IDC=6173>) pourrait être complétée. Une page spécifique relative à la géothermie profonde, comme il existe actuellement pour les pompes à chaleur, pourrait être élaborée.

Sur cette page web, des liens vers d'autres informations et personnes de contact (voir ci-après) pourraient être indiqués. Des brochures thématiques téléchargeables pourraient également être disponibles sur cette page.

En termes d'information et d'éducation de la population, un enjeu important est sans doute celui de l'**enseignement**. Celui-ci devrait permettre d'un côté la formation d'experts en la matière et de l'autre côté une formation générale pour tous les étudiants et enfants des enjeux climatiques et environnementaux et des solutions possibles.

C'est pourquoi, pour les écoles primaires et secondaires, une matière spécifique consacrée aux énergies renouvelables (incluant alors la géothermie, et particulièrement la géothermie profonde) devrait être à disposition des instituteurs et professeurs et incluse dans l'enseignement (si ce n'est déjà fait).

Les hautes écoles et les universités belges devraient offrir la possibilité de formations spécifiques qui traitent des énergies renouvelables afin que des experts (de différents niveaux et spécialités) soient formés en la matière (ce type de formation est plus répandu en France par exemple).

26.1.5 Points de contact générales

Une manière plus active de répandre l'information est le contact direct avec les citoyens, via la mise en place de point de contacts ou de guichets d'information permettant des questions/réponses.

Evidemment, la géothermie profonde n'est pas une technologie qui sera appliquée par les particuliers, contrairement à d'autres technologies comme par exemple le photovoltaïque, les pompes à chaleur ou encore les éoliennes urbaines. Dès lors, ces points de contact pour les particuliers ne devraient pas disposer d'une connaissance technique et approfondie de la technologie en question, mais pourraient fournir des informations assez simples et générales (p.ex. quels sont les avantages de la technologie et quel est son principe de fonctionnement ; ...). Ces points d'information pourraient également orienter les particuliers vers des spécialistes en cas de questions plus techniques.

Différents points de contact peuvent être mis en œuvre pour la géothermie profonde :

- les guichets de l'énergie : ils fournissent déjà aujourd'hui des informations (principalement) sur les pompes à chaleurs aux particuliers et pourraient être également un point de contact pour l'information sur la géothermie profonde.
- le centre d'appel du portail de l'énergie : le centre d'appel peut être joint au numéro de téléphone existant : 078/15 00 06. Des renseignements sur les primes, la libéralisation des marchés de l'électricité et du gaz, le simulateur (comparaison des tarifs des fournisseurs d'électricité et de gaz naturel), les campagnes et événements en cours et futurs etc., pourraient y être obtenus.
- un facilitateur spécifique pour la géothermie : aujourd'hui il existe un facilitateur pour les pompes à chaleurs. Ces facilitateurs pourraient couvrir également la géothermie profonde.

26.1.6 Associations spécifiques

La Région devrait stimuler la formation d'associations (et/ou groupes de travail/recherche) spécialisées dans la géothermie profonde. De telles associations sont très importantes puisqu'elles peuvent remplir différentes tâches :

- l'identification du potentiel pour la géothermie profonde en Wallonie
- l'identification des défis technologiques
- représenter la technologie et le secteur auprès des autorités (motiver la politique) et d'autres organisations
- améliorer le cadre juridique et administratif
- analyser et proposer un cadre incitatif adapté
- la diffusion de l'information vers chacune des parties intéressées
- la création de réseaux (développeurs, investisseurs, chercheurs, ...).

L'objectif final de ces associations est de développer le secteur de la géothermie profonde et donc de multiplier la production d'énergie à partir d'énergie géothermique. Autant la géothermie relative à l'usage « de pompes à chaleur » que la géothermie profonde peuvent être couvertes par l'association en question.

Pour qu'elle couvre tous les aspects de la géothermie, l'association devrait avoir des membres de tous les acteurs de ce secteur d'activités : chercheurs, représentants des autorités compétentes, urbanistes, architectes, journalistes, institutions et groupes de recherche, sociétés de forage, services de forage, de puits et de sociétés de chauffage ou fabricants de pompes et de tuyaux, fournisseurs, commerce du matériel, municipalités, services publics, de l'énergie, etc., et doit être ouverte vers toute autre personne intéressée par cette technologie et l'utilisation de la géothermie.

Des groupes de travail spécialisés peuvent être créés au sein de l'association.

Une telle association peut prendre différentes formes, chacune avec ses spécificités, comme par exemple :

- groupes d'experts
- groupes de discussion entre les professionnels, organisés avec l'aide de l'UWE (Union Wallonne des Entreprises) par exemple
- plate-forme (cf. le projet « Plate-forme géothermique de la Wallonie »)
- clusters
- fédérations.

Une fédération déjà active dans les énergies renouvelables en Région Wallonne est EDORA, qui est la fédération des producteurs d'énergie renouvelable. EDORA anime des plate-formes actives dans les filières suivantes : éolien, biomasse (biométhanisation, chaleur et/ou électricité), solaire photovoltaïque et solaire thermique, hydroélectricité. La géothermie n'est actuellement pas reprise comme filière à part entière.

Pour information : <http://www.edora.be>.

En septembre 2009, l'AGEOP, Association pour la GÉOthermie Profonde, a été créé. L'AGEOP s'est donné pour mission de concrétiser le développement de la géothermie profonde en Wallonie, de mobiliser les forces vives autour de la géothermie profonde, de lobbyer le monde politique, de stimuler la création de filières industrielles pour le forage et les technologies de production d'électricité (turbines, générateurs...). AGEOP est membre de l'EGEC (European Geothermal Energy Council).

Pour information : <http://www.ageop.be/index.html>

Un cluster déjà actif en Région Wallonne est le cluster TWEED (Technologie Wallonne Energie - Environnement et Développement durable). Le cluster est une organisation wallonne rassemblant une centaine de sociétés actives dans le secteur de « l'énergie durable ». L'ambition du cluster est de jouer un rôle majeur en matière de business développement dans ces secteurs. Son objet prioritaire est de favoriser les investissements en production et exploitation de l'énergie durable en mobilisant autour de projets les entreprises et intervenants actifs de ce secteur. Il s'agit de créer les conditions pour que des projets de qualité et de taille industrielle puissent se concrétiser. Membres de TWEED sont des entreprises et des acteurs publics et autres organismes.

La géothermie et la chaleur naturelle (Puits géothermiques ou pompes à chaleur) entrent dans le périmètre du cluster TWEED.

Pour information : <http://clusters.wallonie.be/tweed>.

26.1.7 Suivi des exemples étrangers

Le suivi des exemples étrangers, comme discuté dans la tâche 5.1, est important dans la préparation et l'acceptation des projets de géothermie profonde en Wallonie.

26.2 AU NIVEAU DU PROJET

L'approche à mener à l'échelle d'un projet bien déterminé est beaucoup plus spécifique et a une dimension essentiellement locale. Différentes démarches sont possibles.

26.2.1 Caractéristiques du projet bien définies

Il apparaît crucial d'identifier et de définir les impacts potentiels du projet sur la population dès sa phase de conception. Le choix des sites d'implantation est un premier point important puisque la proximité des zones habitées denses implique évidemment un plus grand impact possible sur la sécurité des personnes et des biens. D'un autre côté, dans le cas d'un projet de géothermie qui alimente un réseau de chaleur, il est indispensable d'avoir une certaine proximité avec la clientèle visée.

De même, le choix de technologies adaptées peut en partie réduire les nuisances susceptibles d'être ressenties par les riverains.

26.2.2 Une communication ouverte avec les riverains

Il est très important de bien informer les riverains en amont de la réalisation du projet. La communication ne peut pas uniquement traiter des éléments positifs, mais doit également aborder les éléments négatifs ou méconnus du projet (risques éventuels, aspects de sécurité, santé, environnement). Ceci est important pour créer une confiance entre les développeurs du projet et les riverains, et garantir dès lors une bonne acceptation du projet.

Une bonne communication peut se faire par le biais de :

- la création d'un site web spécifique au projet, et visant à donner toutes les informations utiles sur celui-ci de même que la possibilité de contacter les développeurs de projet
- l'organisation de réunions d'information régulières : dans un premier temps le projet peut être présenté lors de ces réunions et dans un deuxième temps les avancements et les résultats du projet peuvent être présentés et discutés
- l'organisation de « journées portes-ouvertes » des installations ; par exemple des tours guidés pour les écoles
- la nomination d'un médiateur qui figure comme point de contact (unique) pour les citoyens concernés
- une image claire du projet ; information des médias par le CEO de l'entreprise qui développe le projet, par exemple, et qui présideraient les réunions d'information. Cette personne doit propager le projet avec confiance et réalisme.

26.2.3 Intégration dans le tissu local

Quand un projet présente une bonne intégration dans le tissu local, il aura plus de chance d'être accepté par les riverains. Une bonne intégration peut se concrétiser si :

- de l'emploi direct (par le projet) et indirect (en travaillant par exemple avec des sous-traitances locales) est créé. Cela pourrait concerner plusieurs étapes de la mise en œuvre (construction) et de l'exploitation, depuis les travaux de mesurage jusqu'à l'entretien des aires de manutention, des chemins d'accès et des abords du site, en passant par l'aménagement du terrain, les transports, la réalisation des fondations et bien d'autres missions.
- les riverains peuvent profiter de résultats du projet ;
 - Dans le cadre d'un projet géothermique on pense aux réseaux de chaleur qui alimentent les besoins de chauffage des riverains à un prix plus avantageux que le chauffage classique. Les possibilités de vendre l'électricité à un prix réduit reste évidemment à étudier. Puisque la vente d'électricité passe via des fournisseurs indépendants du projet, ceci semble toutefois moins évident ;
 - La possibilité éventuelle pour les riverains d'avoir une participation financière dans le projet, en tant qu'actionnaire. Des riverains peuvent se regrouper pour former une coopération d'actionnaires. Ainsi, les riverains bénéficieraient également des retombées positives attendues du projet et ont un intérêt direct que le projet ait lieu dans les meilleures circonstances. On retrouve cet approche au niveau de projets d'éoliennes *on shore* au Danemark par exemple ;

- le projet est soutenu par la politique locale et est de préférence considéré comme une certaine publicité pour la commune.

26.2.4 Une procédure pour évaluer les dommages

La mise en place d'une procédure visant à évaluer les dommages éventuels pouvant être induits par le projet, et cela dès le début du projet, peut donner confiance aux riverains. Cela donne la garantie qu'au moment où des réels dommages seraient causés, ceux-ci seraient alors pris en charge correctement par le développeur du projet et son assurance.

26.2.5 La reconnaissance des groupes « anti-géothermie »

Quand des groupes anti-géothermie se forment pour s'opposer à un projet, il est important qu'ils soient reconnus par les autorités locales et le développeur du projet comme un interlocuteur valable. Une reconnaissance de leurs arguments permettra le dialogue.

26.3 CONCLUSION

L'expérience de projets de géothermie profonde chez nos voisins européens, mais également celle d'autres projets d'énergie renouvelables en Wallonie, comme les projets d'éoliennes, indique que l'acceptation ou non du dit projet par la population, et plus spécifiquement par les riverains, a une influence non négligeable sur la réussite de tels projets.

Les peurs et réticences éventuelles par rapport à un projet de géothermie profonde en Wallonie constitueraient un obstacle important qui ne peut être négligé. Une réflexion à ce sujet devrait dès lors être une partie intégrante du développement du projet.

Plusieurs démarches différentes sont possibles, tant à l'échelle régionale qu'à l'échelle du projet même, pour essayer de mieux anticiper ces peurs et réticences à l'égard de la géothermie profonde. Ces démarches doivent donc partir d'une prise de conscience de l'importance des enjeux sociaux, et de l'importance de garantir une démarche participative lors du projet.

L'acceptation par la population demande une action continue dans le temps puisque l'acceptation ne peut jamais être considérée comme un fait acquis. Elle est en effet susceptible d'évoluer au cours du temps. Parfois des événements très concrets et parfois externes au projet peuvent être à la cause d'un revirement d'opinion. Par exemple, le tsunami au Japon en mars 2011 qui a eu des effets désastreux sur les centrales nucléaires à Fukushima, a relancé le débat du nucléaire presque partout dans le monde. Ce événement ne peut avoir uniquement un impact sur l'opinion publique sur le nucléaire, mais bien également sur les autres alternatives technologiques dont la géothermie fait partie.

Dès lors, par cet événement, la nécessité des énergies renouvelables a été réaffirmée, mais la méfiance par rapport à de nouvelles technologies moins connues, ou moins sous contrôle, peut avoir été alimentée aussi.

PARTIE VII : CONCLUSION

27 CONCLUSIONS GÉNÉRALES

Dans une perspective de « durabilité » de nos pratiques, le recours aux énergies renouvelables apparaît de plus en plus comme la solution clé. En effet, les énergies renouvelables ne seront jamais épuisées et, en remplaçant les énergies classiques (fossiles, nucléaire), contribuent à la lutte contre le réchauffement climatique et la détérioration de l'environnement sans compromettre la sécurité des générations suivantes. Pour remplacer peu à peu l'usage des énergies classiques, il apparaît donc indispensable d'améliorer les connaissances et les potentialités de développement de ces technologies émergentes. La géothermie profonde en fait partie.

Il existe différentes méthodes ou types de projets de géothermie. Différents paramètres peuvent donc être utilisés pour définir les catégories de projets de géothermie, comme la profondeur, la température du fluide, la géologie ou la manière d'utiliser l'énergie (directe/indirecte). Dans cette étude, seuls les projets de géothermie qui font un usage direct de l'énergie ont été considérés. La nomination « géothermie profonde » a dès lors été utilisée dans ce rapport pour ce type de projets.

Dans nos pays voisins la géothermie profonde devient de plus en plus sollicitée et se trouve dans un stade plus avancé qu'en Région Wallonne. La question est de savoir pourquoi la géothermie profonde ne décolle pas en Région Wallonne. Qu'est-ce qui gêne le développement de la géothermie profonde en Wallonie ? Et comment peut-on dépasser ces obstacles ?

Dans ce contexte, la Direction Générale Opérationnelle de l'Aménagement du territoire, du Logement, du Patrimoine et de l'Energie de la Région Wallonne a lancé la présente étude « Obstacles à la géothermie profonde (basse et haute énergie) ». L'étude a pour objectif de proposer un point de départ dans la création d'un cadre propre à la géothermie profonde en Région Wallonne dans lequel sont développement pourrait avoir lieu et être stimulé.

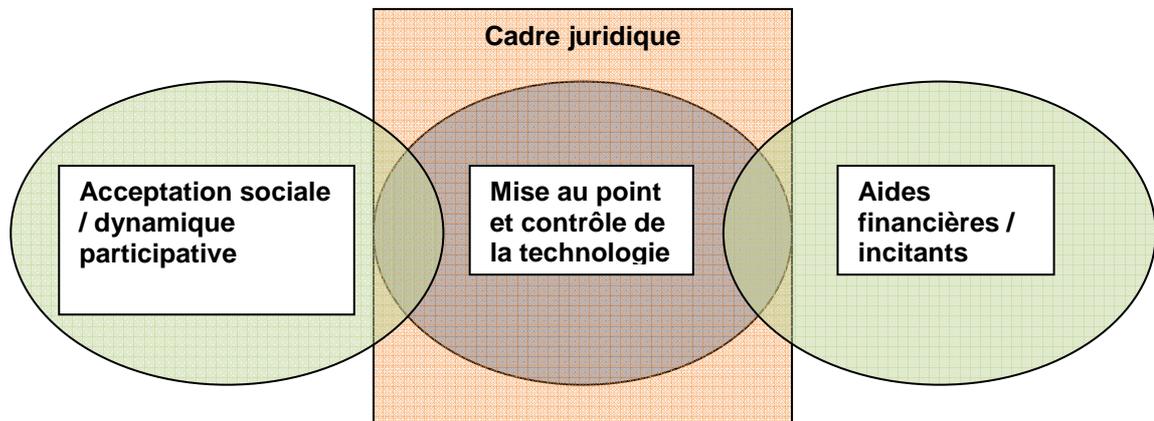
Parallèlement au lancement du projet « *Plate-forme géothermique de Wallonie* », la DG Energie a par la présente étude, initié la phase de développement de l'utilisation de l'énergie géothermique profonde disponible dans son sous-sol. Cette phase comprend à la fois l'analyse des données géologiques existantes pour l'évaluation du potentiel géothermique wallon (via le projet de *plate-forme géothermique de Wallonie*) et l'évaluation des obstacles potentiels au développement de cette technologie qui constitue précisément l'objectif de la présente mission.

Les différentes formes d'obstacles sont d'ordre juridique, financier, géologique, technologique et social, et se trouvent fortement connectées entre elles. Ces différents obstacles potentiels ont été analysés dans cette étude.

Si on ne considère pas le potentiel géothermique du sous-sol wallon comme un obstacle mais bien comme une **opportunité** pour le développement futur de la ressource, les défis provenant des obstacles à la géothermie profonde, étudiés dans cette étude, peuvent être résumés comme suit :

- la mise au point de la technologie qui :
 - ne peut avoir des incidences négatives majeures sur l'environnement dans son sens le plus large, ni sur la sécurité de biens et des personnes
 - doit être économiquement viable. Ici des aides et garanties accordées par les autorités peuvent jouer un rôle important tant au niveau de la (pré-)faisabilité, que de la réalisation concrète des projets.
- l'élaboration d'un cadre juridique permettant la mise en œuvre de la technologie tout en contraignant juridiquement de limiter les incidences négatives possibles et en contrôlant l'application de la législation.

- la gestion des éventuelles peurs et réticences des citoyens par rapport à des projets concrets de géothermie profonde.



Mise au point de la technologie

En ce qui concerne l'aspect technologique et scientifique, plusieurs risques ont été identifiés. La forme la plus remarquable de risque est celle de la sismicité induite, tout particulièrement depuis les problèmes rencontrés lors de la stimulation du réservoir pour le projet EGS de Bâle.

Les installations géothermiques n'ont jusqu'à présent jamais causé des tremblements de terre dangereux. Néanmoins la sismicité induite qui a été ressentie dans quelques cas isolés, comme celui de Bâle, pose un réel problème d'acceptation par l'opinion publique. Le **risque de sismicité** induite n'est pourtant pas une fatalité, il peut du moins être réduit à un niveau acceptable si les installations géothermiques sont exploitées de façon à maintenir l'incrément de risque (statistiquement) en dessous du niveau de perceptibilité. La «**méthode "pas à pas"**» préconisée dans ce rapport devrait permettre de minimiser le risque de sismicité induite en réalisant les opérations les plus à risque de manière graduelle.

Chaque projet doit être surveillé en permanence par un expert sismologue qui basera son jugement sur un contrôle continu de la sismicité. Pour ce type d'analyse il est indispensable de disposer de **réseaux sismiques** permettant l'enregistrement en temps réel ayant un seuil de déclenchement faible. Le suivi doit couvrir toutes les phases de développement du projet du forage initial à la phase de production, avec une surveillance plus approfondie au cours de la phase de **stimulation hydraulique** (si celle-ci est nécessaire). Une attention particulière, doit aussi être prise lorsque la production est interrompue ou lorsque les paramètres de production sont modifiés.

Les **alternatives à la fracturation hydraulique** ont été analysées lors de cette étude et il ressort que l'injection de mélanges d'acides semble être partiellement une alternative. Les autres méthodes citées dans la littérature (fatigue des roches, chocs thermiques, CO₂ comme vecteur la chaleur) sont toujours au stade du développement ou du laboratoire. De plus, toutes ces autres méthodes, y compris les injections d'acides, nécessitent de rencontrer des contraintes techniques, notamment la présence de fractures naturelles ou induites (fracturation hydraulique) pour pouvoir être mises en oeuvre.

Par ailleurs, la **sismicité induite** est le résultat de plusieurs mécanismes, et pas seulement de la fracturation hydraulique. Les autres phénomènes comprennent les chocs thermiques, les altérations

chimiques des zones fracturées et l'injection de fluides à une pression inférieure à celle nécessaire pour induire des ruptures dans les roches. Cette sismicité serait due à des mouvements de cisaillement le long de fractures pré-existantes.

La couverture contre le risque sismique des projets de géothermie en Wallonie nécessitera **l'évaluation probabiliste de l'aléa sismique** (PSHA) durant les différentes phases des projets (stimulation, production,...) dans les zones cibles. Cette PSHA permettra de déterminer le rayon d'influence autour du site. Les pertes financières potentielles pourront ensuite être estimées en se basant sur une évaluation des bâtiments à l'intérieur du périmètre d'influence en fonction du degré de dommages qu'ils sont susceptibles de subir.

Nous recommandons d'orienter les recherches géothermiques en Wallonie vers l'exploitation de **zones fracturées naturellement** et plus particulièrement dans les formations carbonatées du Dévonien et du Carbonifère afin de pouvoir stimuler les réservoirs grâce à des injections d'acides. Cette approche permettra de réduire l'utilisation de la fracturation hydraulique, sans pour autant l'exclure puisqu'il s'agit de la seule vraie méthode permettant de créer une perméabilité utile dans une zone qui en est dépourvue. Notons de plus que les autres mécanismes (chocs thermiques, altération chimique) peuvent également induire une sismicité qui devra donc être évaluée par différentes voies.

Dans une approche déterministe, l'évaluation de la sismicité devrait être réalisée grâce à l'utilisation de **modèles numériques de propagation des ondes sismiques**. Les recherches bibliographiques réalisées pendant le projet ont montré que peu d'applications informatiques sont actuellement disponibles sur le marché. Les codes existants sont souvent trop simples pour se rapprocher de la réalité de terrain. Il existe cependant différentes initiatives visant à développer de telles applications et le suivi, par exemple, du projet européen FP7 GEISER ("Geothermal Engineering Integrating Mitigation of Induced Seismicity in Reservoirs") devrait être une priorité.

L'expérience acquise en termes de sismicité induite lors de différents projets de géothermie profonde à travers le monde a conduit au développement **d'un outil d'aide à la décision** sur la manière de mener la **stimulation** d'un réservoir (cf. "traffic lights" chapitre 17.5.6.). Différents paramètres quantitatifs sont comparés à des seuils fixés au préalable, ce qui fournit des critères objectifs à l'opérateur afin de réduire, voire même d'interrompre les injections en fonction de la (micro)-sismicité enregistrée. Les séismes de magnitude 3 ayant suivi l'arrêt des injections lors du projet EGS de Bâle conduira à l'avenir à revoir néanmoins cet outil.

Le **développement d'une ressource géothermique** passe par trois grandes étapes:

- une phase initiale actuellement en cours qui vise à la fois à déterminer le potentiel géothermique sur base de données existantes, ainsi que les obstacles au développement de cette énergie et les modifications éventuelles à apporter au cadre juridique;
- une phase de pré-faisabilité visant à explorer un territoire pour localiser les zones les plus propices au développement de la ressource;
- une phase de faisabilité où les caractéristiques réelles du réservoir sont quantifiées avant d'enfin développer (stimuler) et d'exploiter la ressource pour la chaleur ou/et l'électricité.

La mitigation du risque géologique de ne pas trouver la ressource géothermique, ainsi que la réduction des risques associés à la stimulation et l'exploitation de la ressource (sismicité induite, mouvements de sols, contamination des eaux de surface et des aquifères superficiels par les eaux géothermiques) passent par le développement en Wallonie d'une expertise scientifique pouvant suivre ces différentes étapes. Lors de la phase de pré-faisabilité, l'implication du secteur publique sera encore importante puisqu'il s'agira principalement d'un programme d'exploration du sous-sol. Lors de la phase de faisabilité, un des rôles de l'autorité publique sera de superviser la mise en place et le suivi à long terme des résultats de différents réseaux de surveillance. Ceux-ci comprennent des

capteurs sismiques, des analyses chimiques des eaux de surface et des aquifères superficiels et un contrôle des mouvements de sol. Le développement de ces différents réseaux et les technologies actuellement disponibles sont présentés en détails dans ce rapport. La Figure 37 reprise ci-dessous, reprend un flowchart proposé pour le suivi scientifique du développement de la géothermie profonde en Wallonie.

L'exploitation durable de cette énergie doit correspondre à une **ambition à long terme** qui devra trouver sa place parmi d'autres initiatives actuelles ou futures comme, la dégazéification des anciens charbonnages ou la gazéification souterraine. Le stockage potentiel dans le sous-sol du CO₂ rentre également dans cette catégorie. Il sera donc à l'avenir nécessaire d'établir un cadastre du sous-sol combiné à une réglementation spécifique pour éviter les interférences potentielles entre les différentes formes d'occupation du sous-sol. Les autres modes **d'interférences des projets de géothermie** profonde, notamment avec les producteurs d'eau, les installations sensibles (centrales nucléaires, usines classées Seveso, ...) et les infrastructures de surface, sont directement liés aux risques de sismicité induite, des mouvements de sol et aux contaminations des eaux. Ce travail de contrôle devrait assez logiquement être mené par des autorités indépendantes comme l'Observatoire Royal de Belgique pour la sismicité, le SPW-DGO3 pour les contaminations de l'eau et des initiatives comme TerraFirma pour les mouvements de sol.

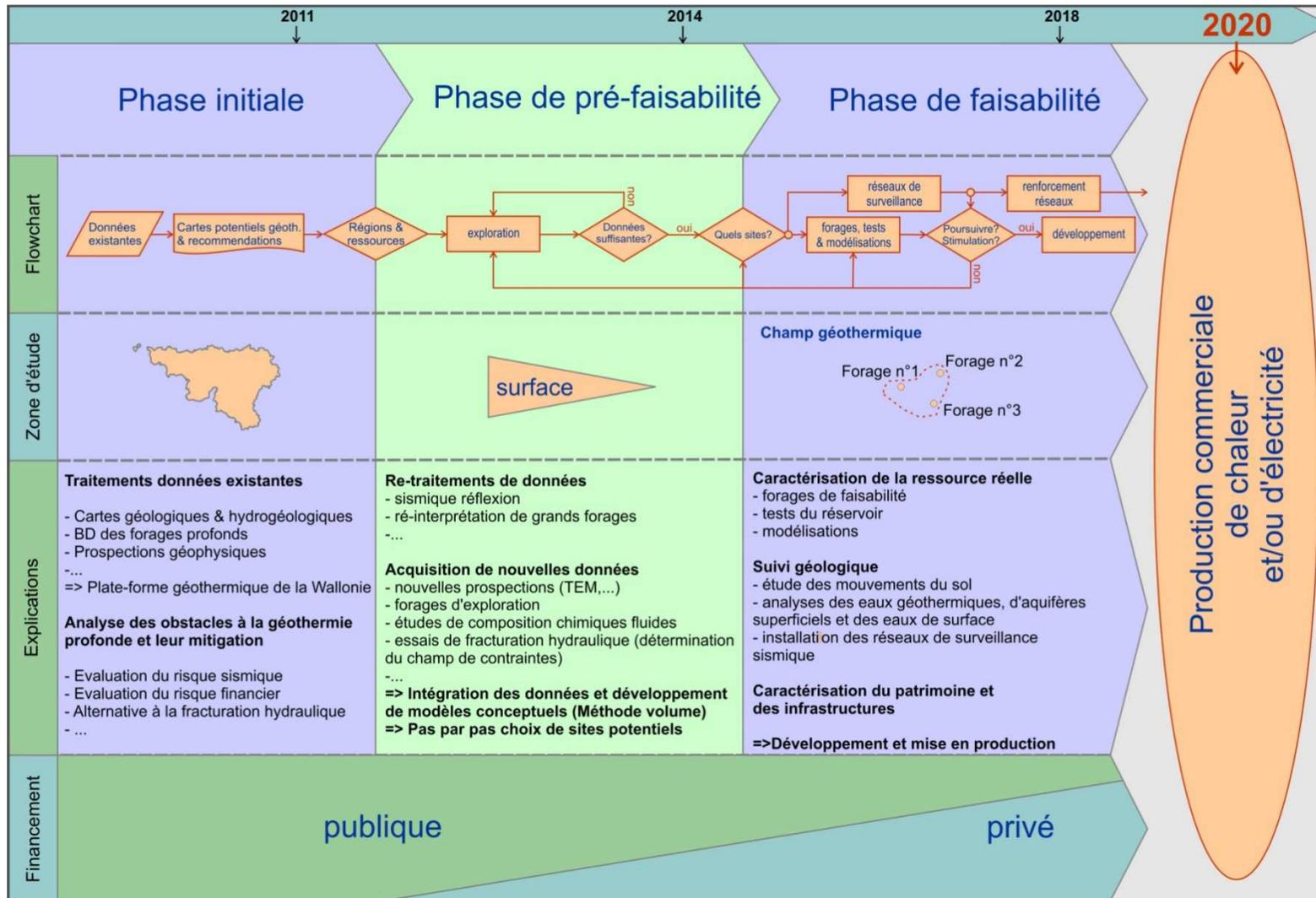


Figure 51: Modèle d'une approche scientifique générique du développement de la ressource géothermique. Les années indiquées en haut de la figure ont un but purement indicatif des échelles de temps envisagées et nécessitent d'être évaluées en fonction des budgets publics et privés qui seront investis.

Un cadre juridique propre à la géothermie profonde

Un cadre juridique propre à la géothermie profonde doit pouvoir à la fois stimuler la mise en œuvre de projets de géothermie profonde tout en limitant et contrôlant les incidences négatives possibles liées à la mise en œuvre de tels projets.

On constate qu'en Wallonie il n'existe à ce jour aucun cadre spécifique à la géothermie profonde, bien que le cadre législatif actuel n'empêche pas la réalisation de projet de géothermie profonde actuellement. En effet, la législation environnementale peut être appliquée à un projet de géothermie profonde, mais demande certainement des adaptations et compléments spécifiques, comme la création d'une rubrique propre à l'activité de stimulation du réservoir géothermique, par exemple.

De plus, la réalisation d'une Etude d'Incidences sur l'Environnement (EIE) n'étant pas exclue de la procédure d'octroi de permis pour l'exploitation de ce type d'installations, des réflexions approfondies sur le contenu même de l'EIE seraient nécessaires afin que celle-ci soit suffisamment complète et adaptée à cette catégorie de projets ; et cela afin de pouvoir identifier et analyser l'ensemble des incidences potentielles et prévisibles d'un projet de géothermie profonde sur l'environnement et le milieu humain. La communication possible entre les nappes superficielles et les nappes géothermique, une modélisation numérique hydrogéologique et l'impact éventuel de la stimulation du réservoir devront probablement faire l'objet d'une analyse approfondie au cours de l'EIE.

Un autre élément qui nécessiterait une réflexion approfondie, et qui n'est actuellement pas repris dans la législation environnementale, est la notion de « propriété » d'une ressource géothermique. La législation minière pourrait ici jouer un rôle par l'instrument « concession ». L'octroi de concession pourrait être une piste intéressante pour les projets de géothermie profonde, dans les cas où la zone d'influence du projet dépasse (largement) la surface sur laquelle les puits géothermiques sont réalisés et se répand sous la propriété d'un tiers. L'octroi d'une concession pour une zone bien déterminée protégerait ainsi la ressource géothermique quant à son exploitation en donnant, dans la zone déterminée par la concession, le droit d'exploitation exclusivement au concessionnaire.

Plusieurs modèles de législation sont imaginables pour intégrer la géothermie profonde dans le cadre législatif wallon:

1. Intégration complète dans la législation environnementale
2. Intégration dans la législation minière sans ou avec renvoi à la législation environnementale
3. Création d'une législation spécifique pour la géothermie (profonde) sans ou avec renvoi à la législation environnementale et/ou la législation minière

L'étude donne un point de départ pour les réflexions futures nécessaires autour du cadre juridique propre à la géothermie profonde en Wallonie.

Les aides financières

Etant donné le stade actuel de développement de la géothermie profonde en Wallonie et les coûts élevés de mise en œuvre de cette technologie, des aides financières publiques seraient nécessaires pour soutenir le développement de tels projets de géothermie profonde en Wallonie. Plusieurs formes d'aides financières sont possibles. Une différence peut être faite entre les aides et subventions « classiques », qui sont traitées dans la partie V du rapport, et les « garanties », discutées dans la tâche 3.2.

Pour prémunir les futurs exploitants de projets géothermiques contre le **risque géologique**, la Région wallonne doit réfléchir à des solutions de **garanties** à court et/ou long terme. Ces assurances devront permettre de trouver le meilleur équilibre entre le risque financier pour le secteur privé et public et le

bénéfice qui peut être envisagé. Les diverses garanties proposées dans les autres pays européens sont autant de pistes envisageables.

Le développement d'une base de données accessible aux futurs développeurs de projets regroupant les données (température, caractéristiques hydrauliques,...) des puits à l'échelle de la région serait un outil très utile pour estimer la probabilité de succès qui caractérise le risque géologique.

Des aides 'classiques', comme des subventions, des incitants fiscaux, des certificats verts,... seront également nécessaires pour les différentes phases du développement de l'énergie géothermique en général, ainsi que lors de la réalisation même des projets concrets. Nous avons pu constater que ces aides classiques ne sont à l'heure actuelle pas suffisamment élaborées pour permettre de stimuler la géothermie profonde en Wallonie. Par exemple, la phase d'exploration et l'étude de faisabilité des projets concrets ne sont pas soutenues de manière systématique, alors que ces phases sont très importantes pour chaque projet de géothermie. De même, les forages d'exploration, qui représentent une phase importantes en termes de capital investi sans réelle garantie de succès, devrait pouvoir bénéficier d'un certain soutien financier. Une aide particulière à l'investissement et/ou l'exploitation pour des projets qui se focalisent uniquement sur la production de chaleur n'existe pas actuellement. Pour les projets à production d'électricité ceci est prévu par le système des certificats verts. Dans nos pays voisins, nous constatons que le cadre incitatif est déjà plus élaboré bien que des améliorations y sont également possibles. La France est par exemple le seul pays qui prévoit une aide d'investissement considérable pour des projets de géothermie visant la production de chaleur et pour les réseaux de chaleur.

Les peurs et réticences

Dans le cadre du développement d'une nouvelle technologie et précisément de la réalisation de projet concret, le rôle de l'acceptation de la population, et plus spécifiquement des riverains, ne peut pas être négligé. En effet, on constate par exemple l'émergence de groupe de protestation en Allemagne qui s'oppose à des projets concrets de géothermie profonde. Ce sont essentiellement les risques de séismes et les nuisances sonores liés aux forages qui alimentent les protestations.

L'impact de l'opinion publique peut avoir une influence tant à l'échelle régionale qu'à l'échelle du projet même. Le plus tangible est probablement l'impact à l'échelle du projet même ou le phénomène NIMBY joue un rôle important.

Plusieurs démarches différentes sont possibles, tant à l'échelle régionale qu'à l'échelle du projet même, pour essayer de mieux anticiper ces peurs et réticences à l'égard de la géothermie profonde. Ces démarches doivent donc partir d'une prise de conscience de l'importance des enjeux sociaux, et de l'importance de garantir une démarche participative lors du projet.

A l'échelle de la Région, nous estimons qu'il est indispensable de faire des choix politiques clairs, de prévoir un cadre réglementaire adapté et transparent, de permettre une dynamique participative par les instruments administratifs, d'Informer et éduquer la population sur la géothermie profonde, de créer des points de contact généraux, de stimuler la création d'associations spécifiques à la géothermie (profonde) et finalement de continuer à suivre les exemples des projets phares étrangers.

A l'échelle du projet concret, il apparait important de considérer l'impact sur la population quand on détermine les caractéristiques techniques du projet, d'avoir une communication ouverte et correcte avec les riverains qui stimule la dynamique participative, de bien intégrer le projet dans le tissu local afin de créer des avantages pour les riverains, de prévoir dès le début du projet une procédure pour évaluer les dommages et de reconnaître des éventuels groupes « anti-géothermie » comme des interlocuteurs valables. Une réflexion profonde à ce sujet devrait dès lors être une partie intégrale du développement de chaque projet.

Conclusion finale

Il peut être constaté qu'aucun des obstacles identifiés dans cette étude n'est à ce jour tout à fait « surmonté », ce qui est confirmé par le fait qu'il n'y ait actuellement pas de projets récents de géothermie profonde en Région Wallonne.

L'étude avait pour vocation principale d'identifier plus précisément ces obstacles, afin de permettre une certaine réflexion et d'**aider à la décision et à la prioritarisation des actions à mener** afin de créer un cadre propre à la géothermie profonde en Wallonie dans lequel son développement peut avoir lieu et peut être stimulé.

Cette étude consiste donc en une première étape dans le développement de l'énergie géothermique profonde en Wallonie. Des **études spécifiques supplémentaires** devront très certainement être menées (en matières juridique, scientifique et socio-économique) afin de guider les différents acteurs dans le développement concret de certaines actions. De même, la réalisation d'un **projet-pilote** en Wallonie pourrait donner un élan important au développement de cette technologie par la confrontation de la théorie à la pratique.

Par cette étude, et par l'étude connexe de *plate-forme de géothermie en Wallonie*, la Région Wallonne a ainsi initié le développement de l'usage de l'énergie géothermique (profonde) en Wallonie, visant ainsi à rencontrer nos besoins énergétiques par le biais de sources renouvelables et durables.

REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUES

Partie I

- Bertani, Lund et al., proceedings World geothermal congress 2010
- Directive Européenne du 23 avril 2009 relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables (2009/28/CE)
- DiPippo, R. (1999). Small geothermal power plants design, performance and economics. GHC Bulletin, 8 p.
- Frick, S., Kaltschmitt, M., Schröder, G. (2010). Life cycle assessment of geothermal binary power plants using enhanced low-temperature reservoirs. Energy **35**, pp. 2281-2294.
- GEOFAR' (Geothermal Finance and Awareness in European Regions),
Geothermal Panel of the European Technology Platform – Renewable Heating & Cooling
Geothermal Panel of the European Technology Platform – Renewable Heating & Cooling, vision 2020-2030
- Kaltschmitt, M., Streicher, W., Wiese, A. (2007). Renewable Energy: Technology, Economics and Environment. Springer-Verlag Berlin Heidelberg, 535 p.
- Yildirim Ozcan, N. & Gokcen, G. (2009). Thermodynamic assessment of gas removal systems for single-flash geothermal power plants. Applied Thermal Engineering **29**, pp. 3346-3253.

Partie II

- Le manuel pratique de droit minier Belge au point de vue administratif, Paul Duchaine, 1942
http://environnement.wallonie.be/cartosig/cartegeologique/projet_historique_objectifs.htm
<http://www.geothermie-perspectives.fr/05-geothermie/index-01.htm>
http://www.ademe.fr/midi-pyrenees/a_2_15.html
- Présentation de Mme. Luciane Licour de l'Université de Mons : Geothermie : the natural source of Saint-Ghislain, 10 years of experience, KVIV, 24 janvier 2011
- Présentation M. Romain Vernier, 2nd Ground-Med Seminar, 13 octobre 2010

Partie III

Tâche 2.1

- Cuenot, N., 2009. The Soultz geothermal pilot power plant.
- Delmer, A. (1977). Le Bassin du Hainaut et le sondage de St-Ghislain. Service Géologique de Belgique – Professional Paper 1977/6 n°143, 24 p.
- Geothermal Energy- Opportunities in the Upper Rhine Valley
- Graulich, J.-M. (1967). Sondages pour l'étude hydrologique des eaux chaudes à Chaudfontaine. Service Géologique de Belgique – Professional Paper n°11, 25 p.
- Graulich, J.-M. & Vandeven, G. (1978). Nouveaux sondages pour l'étude hydrologique des eaux chaudes à Chaudfontaine. Service Géologique de Belgique – Professional Paper 1978/4 n°152, 75 p.
- Häring, M., Hopkirk, R., 2002. The Swiss deep heat mining project- The Basel exploration drilling. GHC Bulletin
- Ladner, F., Häring, M. O., 2009. Hydraulic characteristics of the Basel 1 enhanced geothermal system. GRC Transactions, Vol. 33.
- Schellschmidt, R., Sanner, B., Pester, S., Schulz, R., 2010. Geothermal Energy Use in Germany. Proceedings World geothermal congress, Bali, Indonesia, 25-29 April 2010.
- Wenke, A., Kreuter, H., Gall, W., Gutekunst, S., Rohrer, L., Zühlke, R., 2010. First steps in the development of a new geothermal field in the northern part of the upper Rhine Graben, Germany. Proceedings World geothermal congress, Bali, Indonesia, 25-29 April 2010.
- Wolfgang, M., Bartels, J., Hoffman, F. Kittl, G., Lenz, G., Seibt, P. Schulz, R., Thomas, R., Unger, H.J., 2007. Unterhaching geothermal well doublet: structural and hydrodynamic reservoir characteristic;

Bavaria (Germany). Proceedings European geothermal congress, Unterhaching, Germany, 30 May-1 June 2007.

Tâche 2.2

Baisch, S., Carbon., D., Dannwolf, U., Delacou, B., Devaux, M., Dunand, F., Jung, R., Koller, M., Martin, C., Sartori, M., Secanell, R., Vörös, R., (1) 2009. Deep Heat Mining Basel Seismic Risk Analysis (SERIANEX), AP 3000 Induced seismicity. www.wsu.bs.ch/serianex_appendix_2.pdf.

Camelbeeck, T., 2010. Cartographie géologique et prévention des risques sismiques en Wallonie. Colloque "carte géologique de wallonie".

German Geothermal Association, 2010. Induced Seismicity Position of the German Geothermal Association GtV-BV. www.geothermal-energy.org/files-229.html

Iris, 2010. http://www.iris.edu/hq/files/publications/brochures_onepaggers/doc/EN_OnePager3.pdf

Majer, E., Baria, R., Jelacic, A., 2006. Cooperative research on induced seismicity in EGS. Geothermal Resources Council annual meeting.

Majer et al. 2007

Majer, E., 2010. Induced seismicity associated with fluid injections for energy resource applications : lessons learned. West Coast regional carbon sequestration partnership annual business meeting, Sacramento, CA, October 19-20.

Mc Garr, 1976. Seismic moments and volume changes. J. Geophys. Res. 81, 1487 -1494

Plumier, A., 2009. Notes de cours. <http://orbi.ulg.ac.be/bitstream/2268/61649/1/Chapitre%201%20%20Les%20s%C3%A9ismes.pdf>

Plumier & Degée, 2010. Eurocode 8 : Calcul des structures pour leur résistance aux séismes. Cycle Eurocodes 2010-2011, Bruxelles, 22 Juin.

Rybach, L., 2007. EGS-induced seismicity. ENGINE Mid-term Conference, GFZ Potsdam.

Section de séismologie Observatoire Royal de Belgique (1). Eurocode 8 et l'aléa sismique en Belgique : http://seismology.be/dir1700/pdf/Poster_SeismicHazard+EC8_FR.pdf

Section de séismologie Observatoire Royal de Belgique (2). L'activité sismique de nos régions de 1985 à 2007. <http://www.seismo-oma.be>

Section de séismologie Observatoire Royal de Belgique (3). La surveillance sismique en Belgique. www.seismologie.be

Verbeeck, K., Vanneste, K., Camelbeeck, T., 2009. Seismotectonic zones for probabilistic seismic-hazard assessment in Belgium. NIROND TR-2008-31 E, July 2009.

Tâche 2.3

Ardeleanu, L., Leydecker, G., Schmitt, T., Bonjer, K-P., Busche, H., Kaiser, D., Simeonova, S. D., Solakov, D. E. (2007). Probabilistic seismic hazard maps in terms of intensities for Romania and Bulgaria. International Symposium on strong Vrancea earthquakes and risk mitigation, 4-6 October 2007, Bucharest, Romania.

Baisch, S., Vörös, R., Rothert, E., Stang, H., Jung, R. and Schellschmidt, R. (2010). A numerical model for fluid injection induced seismicity at Soultz-sous-Forêts. International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences, v. 47.

Bartucz, D. (2009). Exploration of geothermal systems with Petrel 3D modeling software. Master's thesis. The school for renewable energy science, Iceland.

Boyer, S., Mari, J-L. (1994). Sismique et diagraphies. Ecole nationale supérieure du pétrole et des moteurs, France. Centre d'études supérieures d'exploration. Editions Technip, 201p.

Gritto, R. and Majer, E.L. (2002). Seismic methods for resource exploration in enhanced geothermal systems. Geothermal Resources Council Annual Meeting 2003, Morelin (MX), 10 to 15 october 2003.

looss, B. (1998). Tomographie statistique en sismique réflexion : estimation d'un modèle de vitesse stochastique. Thèse, Ecole des mines de Paris.

Jousset, P. (2006). Sismologie large bande : méthodologie et applications, apport en géothermie haute enthalpie à Bouillante (Guadeloupe). Rapport final, Bureau de Recherche Géologique et Minière.

McLarty, L., Entingh, D., Carwile, C. (2000). Monitoring EGS-related research. EGS report 2000-6, Enhanced geothermal systems research management project, Princeton energy resources international, Maryland, USA.

Manzella, A., (2007). Geophysical methods in geothermal exploration. Italian National Research Council, International Institute for Geothermal Research, Pisa.

Ramsay, J. G., and Lisle, R. J. (2000). The Techniques of Modern Structural Geology, V. 3, Applications of Continuum Mechanics in Structural Geology. Academic Press, 361p.

Romdhane, A., Grandjean, G., Bitri, A. (2007). Modélisation sismique 2D : Limitations des modèles conventionnels. 6ieme colloque GEOFCAN, 25 et 26 septembre 2007, Bondy, France.

Xing, H. L., Gao, J., Zhang, J., Liu, Y. (2010). Towards an integrated simulator for enhanced geothermal reservoirs. Proceedings world geothermal congress. Bali, Indonesia, 25-29 April 2010.

Zhang, H., Sarkar, S., Toksoz, N., Kuleli, S. (2009). Passive seismic tomography using induced seismicity at a petroleum field in Oman. Geophysics, v. 74, n°6.

Tâche 2.4

Baisch, S., Carbon., D., Dannwolf, U., Delacou, B., Devaux, M., Dunand, F., Jung, R., Koller, M., Martin, C., Sartori, M., Secanell, R., Vörös, R., (1) 2009. Deep Heat Mining Basel Seismic Risk Analysis (SERIANEX), AP 3000 Induced seismicity. www.wsu.bs.ch/serianex_appendix_2.pdf.

Baisch, S., Carbon., D., Dannwolf, U., Delacou, B., Devaux, M., Dunand, F., Jung, R., Koller, M., Martin, C., Sartori, M., Secanell, R., Vörös, R., (2) 2009. Deep Heat Mining Basel Seismic Risk Analysis (SERIANEX), AP 4000 Triggered seismicity. www.wsu.bs.ch/serianex_appendix_3.pdf.

Baisch, S., Carbon., D., Dannwolf, U., Delacou, B., Devaux, M., Dunand, F., Jung, R., Koller, M., Martin, C., Sartori, M., Secanell, R., Vörös, R., (3) 2009. Deep Heat Mining Basel Seismic Risk Analysis (SERIANEX), AP 5000 Seismic Risk Analysis. www.wsu.bs.ch/serianex_appendix_4.pdf.

Cochrane S.W., Shaad, W. H., 1992. Assesment of vulnerability of buildings, Earthquake Engineering, 10th World conference, Rotterdam, Balkema.

European Macroseismic Scale 1998. Conseil de l'Europe. Cahiers du centre Européen de Géodynamique et de Séismologie. Vol. 15. G. Grünthal Editor.

Milutinovic Zoran, V., Trendafiloski Goran, S., 2003. Vulnerability of current buildings, Risk_UE.Wood, H.O., and F. Neumann, 1931. Modified Mercalli Intensity Scale of 1931. Bulletin of the Seismological Society of America, 21, 277-283.

Tâche 2.5

André, L., Spycher, N., Xu, T. Pruess, K. & Vuataz, F.-D. (2006). Comparing FRACHEM and TOUGHREACT for reactive transport modeling of brine-rock interactions in Enhanced Geothermal Systems (EGS). 31st Workshop on Geothermal Reservoir Engineering, Stanford University, California, January 30-February 1, 2006.

Attewell, P.B. & Farmer, I.W. (1973). Fatigue Behaviour of Rock. International Journal of Rock Mechanics & Mining Sciences **10**, pp. 1-9.

Bagde, M.N. & Petroš V. (2005). Fatigue properties of intact sandstone samples subjected to dynamic uniaxial cyclical loading. International Journal of Rock Mechanics & Mining Sciences **42**, pp. 237-250.

Baisch, S., Vörös, R., Rothert, E., Stang, H., Jung, R. & Schellschmidt, R. (2010). A numerical model for fluid injection induced seismicity at Soultz-sous-Forêts. International Journal of Rock Mechanics & Mining Sciences **47**, pp. 405-413.

Boschi, C., Dini, A. Dallai, L., Ruggieri, G. & Gianelli, G. (2009). Enhanced CO₂-mineral sequestration by cyclic hydraulic fracturing and Si-rich fluid infiltration into serpentinites at Malenrata (Tuscany, Italy). Chemical Geology **265**, pp. 209-226.

Chen, Z., Narayan, S.P., Yang, Z. & Rahman, S.S. (2000). An experimental investigation of hydraulic behaviour of fractures and joints in granitic rock. International Journal of Rock Mechanics & Mining Sciences **37**, pp. 1061-1071.

Fehler, M.C. (1989). Stress control of Seismicity Patterns Observed During Hydraulic Fracturing Experiments at The Fenton Hill Hot Dry Rock Geothermal Energy Site, New Mexico. International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences & Geomechanics Abstracts **26**, pp. 211-219.

Gatellier, N., Pellet, F. & Loret, B. (2002). Mechanical damage of an anisotropic porous rock in cyclic triaxial tests. International Journal of Rock Mechanics & Mining Sciences **39**, pp. 335-354.

- Ghassemi, A. & Kumar, G.S. (2007a). Changes in fracture aperture and fluid pressure due to thermal stress and silica dissolution/precipitation induced by heat extraction from subsurface rocks. *Geothermics* **36**, pp. 115-140.
- Ghassemi, A., Tarasovs, S. & Cheng A.H.-D. (2007b). A 3-D study of the effects of thermomechanical loads on fracture slip in enhanced geothermal reservoirs. *International Journal of Rock Mechanics & Mining Sciences* **44**, pp. 1132-1148.
- Häring, M.O., Schanz, U., Ladner, F. & Dyer, B.C. (2008). Characterisation of the Basel 1 enhanced geothermal system. *Geothermics* **37**, pp. 469-495.
- Kattschmitt, M., Streicher, W., Wiese, A. (2007). *Renewable Energy: Technology, Economics and Environment*. Springer-Verlag Berlin Heidelberg, 535 p.
- Majer, E.L., Baria, R., Stark, M., Oates, S., Bommer, J., Smith, B. & Asanuma, H. (2007). Induced seismicity associated with Enhanced Geothermal Systems. *Geothermics* **36**, pp. 185-222.
- Majer, E.L., Doe, T.W. (1986). Studying Hydrofractures by High Frequency Seismic Monitoring. *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences & Geomechanics Abstracts* **23**, pp. 185-199.
- Moelle, K.H.R., Li, G. & Lewis, J.A. (1990). On fatigue crack development in some anisotropic sedimentary rocks. *Engineering Fracture Mechanics* **45**, pp. 367-376.
- Mukuhira, Y., Asanuma, H., Niitsuma, H., Schanz, U. Häring, M. (2008). Characterization of Microseismic Events with Larger Magnitude Collected at Basel, Switzerland in 2006. *GRC Transactions* **32**, 87-94.
- Portier, S. & Vuataz, F.D. (2010). Developing the ability to model acid-rock interactions and mineral dissolution during the RMA stimulation test performed at the Soultz-sous-Forêts EGS site, France. *C.R. Geoscience* **342**, pp. 668-675.
- Pruess, K. (2006). Enhanced geothermal systems (EGS) using CO₂ as working fluid – A novel approach for generating renewable energy with simultaneous sequestration of carbon. *Geothermics* **35**, pp. 351-367.
- Pruess, K. (2008). On production behavior of enhanced geothermal systems with CO₂ as working fluid. *Energy Conversion and Management* **49**, pp. 1446-1454.
- Ripperger, J., Kästli, P., Fäh, D. & Giardini, D. (2009). Ground motion and macroseismic intensities of a seismic event related to geothermal reservoir stimulation below the city of Basel – observations and modelling. *Geophysical Journal International* **179**, pp. 1757-1771.
- Segall, P. & Fitzgerald, S.D. (1998) A note on induced stress changes in hydrocarbon and geothermal reservoirs. *Tectonophysics* **289**, pp. 117-128.
- Stark, M.A. (1990). Imaging injected water in the Geysers reservoir using microearthquakes data. *Geothermal Resources Council Transactions* **14**, pp. 1697-1704.
- Xiao, J.-Q., Ding, D.-X., Jiang, F.-L. & Xu, G. (2010). Fatigue damage variable and evolution of rock subjected to cyclic loading. *International Journal of Rock Mechanics & Mining Sciences* **47**, pp. 461-468.
- Zimmermann, G. & Reinicke, A. (2010a). Hydraulic stimulation of a deep sandstone reservoir to develop an Enhanced Geothermal System: Laboratory and field experiments. *Geothermics* **39**, pp. 70-77.
- Zimmermann, G., Moeck, I. & Blöcher, G. (2010b). Cyclic waterfrac stimulation to develop an Enhanced Geothermal System (EGS) – Conceptual design and experimental results. *Geothermics* **39**, pp. 59-69.

Partie IV

Tâche 3.1

- Abrigo, M. F. V., Molling, P.A., Acuña, J.A. (2004). Determination of recharge and cooling rates using geochemical constraints at the Mak-Ban (Bulalo) geothermal reservoir, Philippines. *Geothermics* **33**, pp. 11-36.

- Aksoy, N., Şimşek C. & Gunduz, O. (2009). Groundwater contamination mechanism in a geothermal field: A case study of Balcova Turkey. *Journal of Contaminant Hydrology* **103**, pp. 13-28.
- Allis, R. G. (2000). Review of subsidence at Wairakei field, New Zealand. *Geothermics* **29**, pp. 455-478.
- Aderson, E.I. (2006). Analytical solutions for flow to a well through a fault. *Advances in Water Resources* **29**, pp. 1790-1803.
- Angelis-Dimakis, A., Biberacher, M., Dominguez, J., Fiorese, G., Gadocha, S., Gnansounou, E., Guariso, G., Kartalidis, A., Panichelli, L., Pinedo, I. & Robba, M. (2011). Methods and tools to evaluate the availability of renewable energy sources. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* **15**, pp. 1182-1200.
- Antonellini, M. & Aydin, A. (1994). Effect of faulting on fluid flow in porous sandstones: petrophysical properties. *AAPG Bull.* **78**, pp. 355-377.
- Bollinger, L., Nicolas, M. & Marin, S. (2010). Hydrological triggering of the seismicity around a salt diapir in Castellane, France. *Earth and Planetary Science Letters* **290**, pp. 20-29.
- Can, I. (2002). A new improved Na/K geothermometer by artificial neural networks. *Geothermics* **31**, pp. 751-760.
- Chen, H.-Y., Rizos, C. & Han, S. (2000). From Simulation to Implementation: Low-Cost Densification of Permanent GPS Networks in Support of Geodetic Applications. *Journal of Geodesy* **75**, pp. 515-526.
- Cloetingh, S., Cornu, T., Ziegler, P.A. & Beekman, F. (2006). Neotectonics and intraplate continental topography of the northern Alpine Foreland. *Earth Science Reviews* **74**, pp. 127-196.
- Cuisiat, F. & Skurtveit, E. (2010). An experimental investigation of the development and permeability of clay smears along faults in uncemented sediments. *Journal of Structural Geology* **32**, pp. 1850-1863.
- Dotsika, E., Poutoukis, D. & Raco, B. (2010). Fluid geochemistry of the Methana Peninsula and Loutraki geothermal area, Greece. *Journal of Geochemical Exploration* **104**, pp. 97-104.
- Fournier, R.O. & Potter II, R.W. (1979). Magnesium correction to the Na-K-Ca chemical geothermometer. *Geochimica et Cosmochimica Acta* **43**, pp. 1543-1550.
- Frick, S., Kaltschmitt, M. & Schröder, G. (2010). Life cycle assessment of geothermal binary power plants using enhanced low-temperature reservoirs. *Energy* **35**, pp. 2281-2294.
- Gahalaut, K., Gahalaut, V.K. & Pandey, M.R. (2007). A new case of reservoir triggered seismicity : Govind Ballav Pant reservoir (Rihand dam), central India. *Tectonophysics* **439**, pp 171-178.
- Gibbons, S.J., Kævrna, T. & Ringdal, F. (2005). Monitoring of seismic events from a specific source region using a single regional array: A case study. *Journal of Seismology* **9**, pp. 277-294.
- Geiermann, J. & Schill, E. (2010). 2-D Magnetotellurics at the geothermal site at Soulz-sous-Forêts: Resistivity distribution to about 3000 m depth. *C.R. Geoscience* **342**, pp. 587-599.
- Haggag, H.M., Bhattacharya, P.M., Kamal, S. & Kayal, J.R. (2009). Seismicity and 3D velocity structure in the Aswan Reservoir Lake area, Egypt. *Tectonophysics* **476**, pp. 450-459.
- Håring, M.O., Schanz, U., Ladner, F. & Dyer, B.C. (2008). Characterisation of the Basel 1 enhanced geothermal system. *Geothermics* **37**, pp. 469-495.
- Havskow, J. & Alguacil, G. (2010). Instrumentation in Earthquake Seismology. *Modern Approaches in Geophysics*, **Vol. 22**, 360 p.
- Hole, J.K., Bromley, C.J., Stevens, N.F. & Wadge, G. (2007). Subsidence in the geothermal fields of the Taupo Volcanic Zone, New Zealand from 1996 to 2005 measured by InSar. *Journal of Volcanology and Geothermal Research* **166**, pp. 125-146.
- Howle, J.F., Langbein, J.O., Farrar, C. D. & Wilkinson, S.K. (2003). Deformation near the Casa Diablo geothermal well field and related processes Long Valley caldera, Eastern California, 1993-2000. *Journal of Volcanology and Geothermal Research* **127**, pp. 365-390.
- Huang, B.-S. (2008). Tracking the North Korean nuclear explosion of 2006, using seismic data from Japan and satellite data from Taiwan. *Physics of the Earth and Planetary Interiors* **167**, pp. 34-38.
- Ji, J. & Browne, P.R.L. (2000). Relationship between illite crystallinity and temperature in active geothermal systems of New Zealand. *Clays and Clay minerals* **48**, pp. 139-144.
- Kijko, A. & Sciocatti, M. (1995). Optimal Spatial Distribution of Seismic Stations in Mines. *Int. J. Rock Mech. Min. Sci. & Geomech. Abstr.* **32**, pp. 607-615.

- Long, R.E. (1974). Seismicity investigations at dam sites. *Engineering Geology* **8**, pp 199-212.
- Majer, E.L., Baria, R., Stark, M., Oates, S., Bommer, J., Smith, B. & Asanuma, H. (2007). Induced seismicity associated with Enhanced Geothermal Systems. *Geothermics* **36**, pp. 185-222.
- Mas, A., Guisseau, D., Patrier Mas, P., Beaufort, D., Genter, A., Sanjuan, B. & Girard, J.P. (2006). Clay minerals related to the hydrothermal activity of the Bouillante geothermal field (Guadeloupe). *Journal of Volcanology and Geothermal Research* **158**, pp. 380-400.
- Muffler, P. & Cataldi, R. (1978). Methods for regional assessment of geothermal resources. *Geothermics* **7**, pp. 53-89.
- Myer, L.R. & Daley, T.M. (2011). Elements of a best practices approach to induced seismicity in geologic storage. *Energy Procedia* **4**, pp. 3707-3713.
- Oppliger, G., Coolbaugh, M. & Shevenell, L. (2006). Improved Visualization of Satellite Radar InSAR Observed Structural Controls at Producing Geothermal Fields Using Modeled Horizontal Surface Displacements. *GRC Transactions* **30**, pp. 927-930.
- Portier, S., Vuataz, F.-D., Nami, P., Sanjuan, B. & Gérard, A. (2009). Chemical stimulation techniques for geothermal wells: experiments on the three-well EGS system at Soultz-sous-Forêts, France. *Geothermics* **38**, pp. 349-359.
- van Eck, T., Giardini, D., Sleeman, R. & Dost, B. (2011). Integrating the European Observational Seismology Infrastructure: NERIES Developments. In: *Geotechnical, Geological and Earthquake Engineering*, **Vol. 14**, Part 3, pp. 187-198.
- Vasco, D.W., Karasaki, K., Nakagome, O. (2002). Monitoring production using surface deformation: the Hijiori test site and the Okuaizu geothermal field, Japan. *Geothermics* **31**, pp. 303-342.
- Verma, M.P. (2008). Qtzgeotherm: An ActiveX component for the quartz solubility geothermometer. *Computers & Geosciences* **34**, pp. 1918-1925.
- Volpi, G., Manzella, A. & Fiordelisi, A. (2003). Investigation of geothermal structures by magnetotellurics (MT): an example from the Mt. Amiata area, Italy. *Geothermics* **32**, pp. 131-145.
- Williams, C.F., Reed, M.J. & Mariner, R.H. (2008). A Review of Methods Applied by the U.S. Geological Survey in the Assessment of Identified Geothermal Resources. *USGS - Open-File Report 2008-1296*, 27 p.
- Zoback, M.D., Barton, C.A., Brudy, M., Castillo, D.A., Finkbeiner, T., Grollmund, B.R., Moos, D.B., Peska, P., Ward, C.D. & Wiprut, D.J. (2003). Determination of stress orientation and magnitude in deep wells. *International Journal of Rock Mechanics & Mining Sciences* **40**, pp. 1049-1076.

Tâche 3.2

- Hartmann, H., von, Beilecke, T., Rumpel, H.-M., Musmann, P., Bunes, H. and Schulz, R., 2008. Exploration risk reduction for hydrogeothermal projects by the use of 3D-Seismic Surveys. – Proceedings, Workshop on geological risk insurance, world bank geothermal energy development program (GEOFUND). 3-10; Karlsruhe (IGA-GtV).
- Kreuter, H, Schrage, C., 2010. Geothermal Risk mitigation schemes in Germany. Proceedings World geothermal congress, Bali, Indonesia, 25-29 April 2010.
- Pester, S., Agemar, T., Alten, J.-A., Kuder, J., Kühne, K., Maul, A.-A. and Schulz, R., 2010. GeotIS – the Geothermal Information System for Germany. Proceedings World geothermal congress, Bali, Indonesia, 25-29 April 2010.
- Rybach, L., 2010. Legal and regulatory environment favorable for geothermal development investors. Proceedings World geothermal congress, Bali, Indonesia, 25-29 April 2010.
- Schulz, R., Pester, S., Schellschmidt, R., Thomas, R., 2010. Quantification of Exploration risks as basis for insurance contracts. Proceedings World geothermal congress, Bali, Indonesia, 25-29 April 2010.
- UNEP Sustainable Energy Finance Initiative (SEFI) (2004). *Financial Risk Management Instruments for Renewable Energy Projects*. -47 p.; Nairobi (United Nations Publication).
- <http://www.admin.ch/ch/d/sr/7/734.71.de.pdf>

Tâche 3.3

Bromley, C.J. (2009). Groundwater changes in the Wairakei-Tauhara geothermal system. *Geothermics* **38**, pp. 134-144.

Devleeschouwer, X., Declercq, P.-Y., 2010. Interférométrie radar (technique PSInSAR) appliquée aux mouvements du sol en relation avec les fluctuations du niveau piézométrique des nappes aquifères à Bruxelles, Wavre et Liège. Mémoire pour le Prix de l'Académie Royale des sciences, des lettres & des beaux-arts de Belgique Classe des Sciences, Groupe VI Géologie.

Fu, Q., Wan, H. & Qiu, F. (2010). Pipeline Leak Detection based on Fiber Optic Early-Warning System. *Procedia Engineering* **7**, pp. 88-93.

Karamitros, D.K., Bouckovalas, G.D. & Kouretzis, G.P. (2007). Stress analysis of buried steel pipelines at strike-slip fault crossings. *Soil Dynamics and Earthquake Engineering* **27**, pp. 200-211.

Lopez, S., Hamm, V., Le Brun, M., Schaper, L., Boissier, F., Cotiche, C. & Guiglaris, E. (2010). 40 years of Dogger aquifer management in Ile-de-France, Paris Basin, France. *Geothermics* **39**, pp. 339-356.

Moran, M.S. (1979). The Impacts of deep geothermal fluid production on shallow ground-water systems. U.S. Department of Energy - <http://www.osti.gov/bridge/servlets/purl/5427224-rYRsja/5427224.pdf>

White, S.P., Creighton, A.L., Bixley, P.F. & Kissling, W.M. (2003). Modelling the dewatering and depressurisation of the Lihir open pit gold mine. Proceedings TOUGH Symposium, Lawrence Berkeley National Laboratory, Berkeley, California, May 12-14, 2003, 8p.

Yan, S.Z. & Chyan, L.S. (2010). Performance enhancement of BOTDR fiber optic sensor for oil and gas pipeline monitoring. *Optical Fiber Technology* **16**, pp. 100-109.

Partie V

Tâche 4.1

Aide à l'investissement, Brochure d'information et notice explicative des formulaires de demande d'intervention, Service Public de Wallonie – DG06, octobre 2010

Guide pratique des aides à la recherche - subvention et avance récupérable, Département du développement technologique, direction des projets de recherche

IBGE, Infos fiches – Energie, Déduction fiscale majorée pour investissements économiseurs d'énergie dans les entreprises, 2010

Rapport annuel spécifique 2009 sur l'évolution du marché des certificats verts, CwaPE

VEA, brochure Verhoogde investeringaftrek voor energiebesparende investeringen, aanslagjaar 2011

Web sites de la SPW -DG économie et DG énergie

Tâche 4.2

Febeliec, position paper Systèmes de certificats pour l'électricité verte et la cogénération en Flandre, Els Bouwers, 2011

Site web de la VREG

Partie VI

Tâche 5.1

Etude comparative de la prévention et de la gestion du Nimby : monographies de cas en Wallonie et à l'étranger, réalisée par Groupe One, juin 2001

Guichet de l'Energie de Namur

<http://www.wsu.bs.ch/politikdossiers/geothermie.htm>

www.geopower-basel.ch

<http://www.geothermie-soultz.fr/>

<http://www.geothermie-bruehl.info/home.html>

<http://www.fw-bruehl-rohrhof.de/>

<http://www.geothermie-dialog.de/>

Présentation de Mme. Luciane Licour de l'Université de Mons : Geothermie : the natural source of Saint-Ghislain, 10 years of experience, KVIV, 24 janvier 2011

Tâche 5.2

Expériences à Bâle et Soultz-sous-Fôrets

Etude comparative de la prévention et de la gestion du Nimby : monographies de cas en Wallonie et à l'étranger, réalisée par Groupe One, juin 2001

GEOFAR, Non-technical barriers and the respective situation of the geothermal energy sector in selected countries, March 2009

Geothermal Resources Council Annual Meeting Sept 10-13 San Diego, California

<http://clusters.wallonie.be/tweed>

www.edora.be

www.energie.wallonie.be

Contrôle de qualité interne effectué par ir. A. D'Haese, le 22 août 2011,

Signature

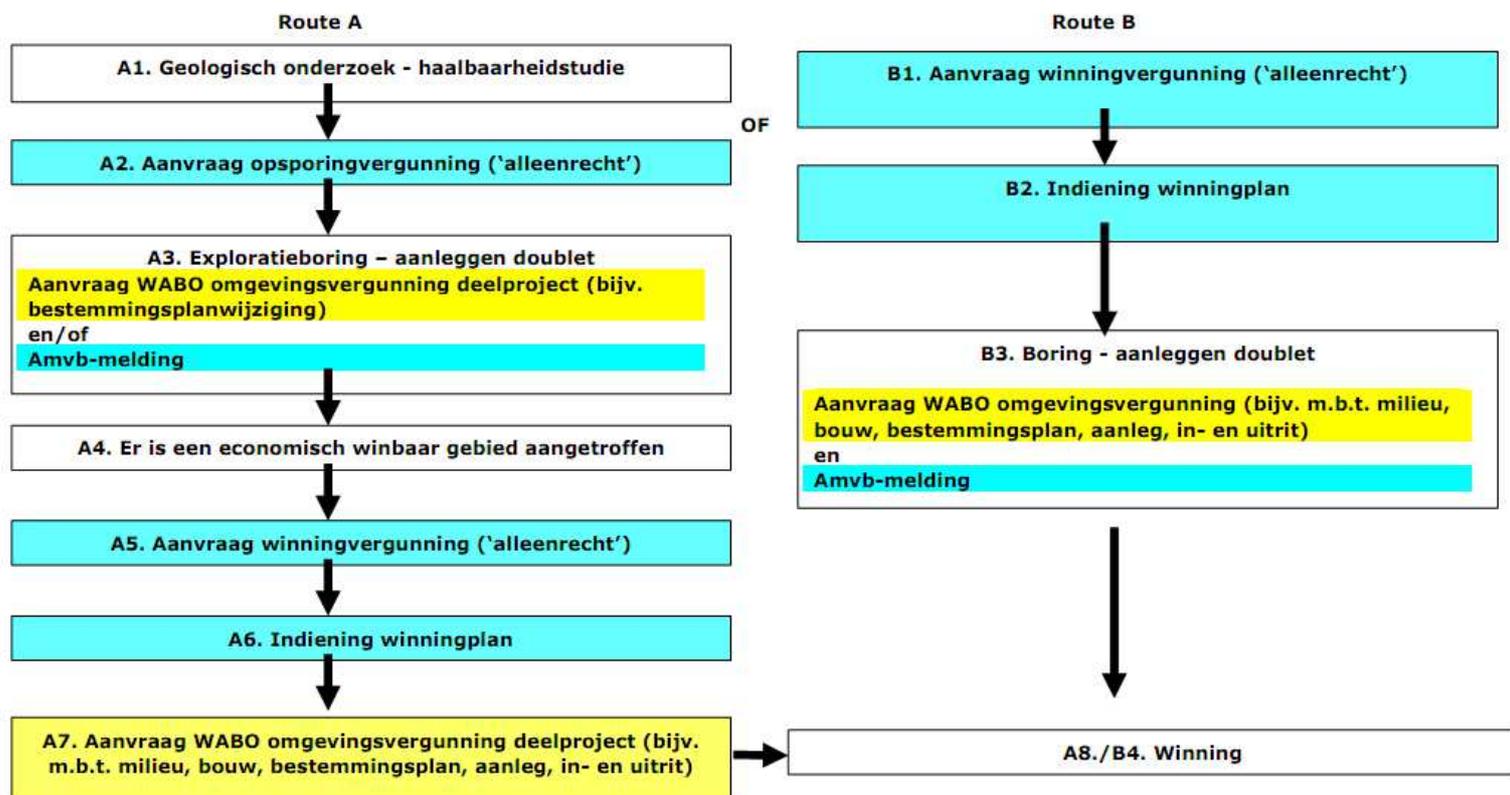
Établi à Aartselaar, le 22 août 2011,

Dr. W. Mondt
Administrateur Délégué

ANNEXES

**ANNEXE 1 : PLAN D'ACTION POUR LA CHALEUR DU SOUS-
SOL, PAYS-BAS**

ANNEXE 2 : PROCÉDURES DE PERMISSION AUX PAYS-BAS



=bij het Ministerie van Economische Zaken =bij EZ of gemeente

Stap	Toelichting
A1 Geologisch onderzoek - haalbaarheidsstudie	De initiatiefnemer onderzoekt de mogelijkheden voor het winnen van aardwarmte.
A2 Aanvraag opsporingvergunning	De initiatiefnemer vraagt een opsporingsvergunning aan bij EZ. Deze vergunning geeft het 'alleenrecht' om aardwarmte op te sporen in een bepaald gebied. Meestal is deze vergunning ca. 4 jaar geldig. Andere bedrijven krijgen geen toestemming van het bevoegd gezag om in dit gebied 'aardwarmte-activiteiten' te ontplooiën. De opsporingsvergunning geeft niet het recht om een mijnbouwactiviteit uit te voeren. De initiatiefnemer moet hiervoor apart een vergunning aanvragen of een melding doen (A7 / B3).
B1/B2	De procedure beginnen met de aanvraag van een winningvergunning is mogelijk wanneer de benodigde kennis al aanwezig is, i.e. er is een geologisch onderzoek - haalbaarheidsstudie uitgevoerd alsmede m.b.v. een exploratieboring(en) een economisch winbaar gebied aangetroffen. Deze situatie kan bijvoorbeeld van toepassing zijn wanneer een andere initiatiefnemer de eerste stappen heeft gezet, maar besluit om niet tot winning over te gaan. De winningvergunning geeft de initiatiefnemer het 'alleenrecht' om in een gebied aardwarmte te winnen. Het aanvragen van de winningvergunning en het indienen van het winningplan gebeurt

	meestal tegelijkertijd. In de vergunning wordt bepaald: (1) voor welke activiteiten; (2) voor welke delfstoffen; (3) voor welk tijdvak; (4) voor welk gebied deze geldt.
A3/B3 exploratieboring → WABO omgevingsvergunning	<p>Bij aardwarmte gaat het om een tijdelijke boring voor het aanleggen van een doublet (de productie- en de injectieput tezamen). Hiervoor moet een tijdelijke boorinstallatie geplaatst worden, waarvoor een melding aan EZ in het kader van het Besluit algemene regels milieumijnbouw nodig is.</p> <p>Daarnaast moet er een omgevingsvergunning worden aangevraagd. Voor A3 betekent dit een omgevingsvergunning voor het eerste deel van het project.</p> <ul style="list-style-type: none"> • Afhankelijk van het project moet de omgevingsvergunning bij EZ of bij de gemeente worden aangevraagd: <ul style="list-style-type: none"> ○ De omgevingsvergunning wordt bij het ministerie van Economische Zaken aangevraagd wanneer het een inrichting is die in hoofdzaak een mijnbouwwerk is (Besluit Omgevingsrecht (BOR), artikel 3.3 lid 4 sub a). ○ De omgevingsvergunning wordt bij de gemeente aangevraagd wanneer de mijnbouwactiviteiten niet als kernactiviteit van het bedrijf kunnen worden gezien (BOR, Nota van toelichting, II De artikelen, artikel 3.3). • De aanvrager bepaalt in beginsel of zijn aanvraag in hoofdzaak wel of geen mijnbouwwerk is en bij welk bestuursorgaan hij zijn aanvraag indient. In het geval waarin niet het juiste bevoegd gezag is geadresseerd, worden de stukken tot behandeling waarvan kennelijk een ander bestuursorgaan bevoegd is, onverwijld doorgestuurd, onder gelijktijdige mededeling daarvan aan de aanvrager. • Of er in een concreet geval sprake is van een activiteit die moet worden aangemerkt als 'in hoofdzaak een mijnbouwactiviteit', is onder meer afhankelijk van de feitelijke omvang van de mijnbouwactiviteit in vergelijking met de feitelijke omvang van de andere activiteiten binnen de inrichting. Het economisch belang van de mijnbouwactiviteit voor de inrichting wordt ook bij de beoordeling betrokken. Twee voorbeelden: <ul style="list-style-type: none"> ○ Tuinbouw: Wanneer een tuinbouwbedrijf aardwarmte wil gaan winnen is sprake van een mijnbouwactiviteit dat niet als kernactiviteit van het bedrijf kan worden gezien. De hoofdactiviteit is het tuinbouwbedrijf, waarbij de winning van aardwarmte een nevenactiviteit is. Het betreft dan dus in hoofdzaak een andere inrichting dan een mijnbouwwerk. In dit geval is de gemeente bevoegd gezag. De Minister van EZ blijft betrokken bij de omgevingsvergunning door een verklaring van geen bedenkingen (vvgb), aan te vragen door de betreffende gemeente (BOR artikel 6.9 lid 1).

	<ul style="list-style-type: none"> ○ Stadsverwarming: Indien er aardwarmte gewonnen wordt voor stadsverwarming en hiervoor een inrichting moet worden opgericht, dan is dit wel een inrichting welke in hoofdzaak een mijnbouwwerk is.
A4 economisch winbaar gebied aangetroffen	De initiatiefnemer kan tot exploitatie overgaan wanneer een economisch winbaar gebied is aangetroffen. Hiervoor dient hij apart een winningvergunning aan te vragen.
A5/A6 Aanvraag winningvergunning +indienen winningsplan	De winningvergunning geeft de initiatiefnemer het 'alleenrecht' om in een gebied aardwarmte te winnen. Het indienen van het winningplan en het aanvragen van de winningsvergunning gebeurt meestal tegelijkertijd. In de vergunning wordt bepaald: (1) voor welke activiteiten; (2) voor welke delfstoffen; (3) voor welk tijdvak; (4) voor welk gebied deze geldt.
A7 Aanvraag WABO omgevingsvergunning deelproject	Voor de daadwerkelijke winning bestaat de inrichting uit de putten en een gebouw waarin een aantal bij de installatie benodigde componenten (o.a. pompen en filters) worden ondergebracht. Voor de winning moet een omgevingsvergunning voor het tweede deel van het project worden aangevraagd: voor het milieudeel, bouwdeel (evt. incl. bestemmingsplanwijziging), aanlegdeel voor buisleidingen etc. Wanneer de gemeente bevoegd gezag is, dan vraagt de gemeente aan EZ een zogenaamde 'verklaring van geen bedenkingen' voor de mijnbouwactiviteiten.
A8/B4 Winning	Winning voor bepaalde tijd volgens winningvergunning. Toezicht door Staatstoezicht op de Mijnen. In het geval dat de gemeente bevoegd gezag is voor de omgevingsvergunning, dan houdt de gemeente toezicht op de overige delen van de inrichting.

**ANNEXE 3 : SITUATION DES PERMIS POUR LA
GÉOTHERMIE AUX PAYS-BAS AU 1 JANVIER 2011**

**ANNEXE 4 : HANDLEIDING SEI RISICO'S DEKKEN VOOR
AARDWARMTE (PAYS-BAS)**

**ANNEXE 5 : DÉCRET DU 3 JUILLET 2008 RELATIF AU
SOUTIEN DE LA RECHERCHE, DU DÉVELOPPEMENT ET DE
L'INNOVATION EN WALLONIE**