

CEE

Application de la Classification-cadre des Nations Unies pour les ressources aux ressources énergétiques géothermiques

Études de cas



CEE – série « Énergie »



NATIONS UNIES

COMMISSION ÉCONOMIQUE POUR L'EUROPE

**Document établi par le Groupe d'experts
de la classification des ressources**

SÉRIE « ÉNERGIE » N° 51



NATIONS UNIES
NEW YORK ET GENÈVE, 2017

NOTE

Les appellations employées dans la présente publication et la présentation des données qui y figurent n'impliquent, de la part du Secrétariat de l'Organisation des Nations Unies, aucune prise de position quant au statut juridique des pays, territoires, villes ou zones, ou de leurs autorités, ni quant au tracé de leurs frontières ou limites.

La mention dans le présent document d'une entreprise, d'une technologie brevetée ou d'un produit commercial n'implique nullement une approbation de la part de l'Organisation des Nations Unies.

| |
|----------------|
| ECE/ENERGY/110 |
|----------------|

| |
|-------------------------------|
| PUBLICATION DES NATIONS UNIES |
|-------------------------------|

| |
|---------------------------------------|
| <i>Numéro de vente : F.17.II.E.15</i> |
|---------------------------------------|

| |
|---------------------------|
| eISBN : 978-92-1-362720-4 |
|---------------------------|

Copyright © 2017, Nations Unies

Tous droits réservés pour tous pays

Publication des Nations Unies établie par la Commission
économique pour l'Europe (CEE)

Avant-propos

Au cours du dernier siècle, divers secteurs de l'énergie et des matières premières, ainsi que des pays, ont adopté un éventail d'approches afin de classer et de gérer les ressources. Toutefois, ces dernières années, de nouveaux défis dans la production, la distribution et l'utilisation de l'énergie et des matières premières ont émergé, qui exigent des approches novatrices en vue de mettre en place un système de gestion intégrée des ressources. Le Programme de développement durable à l'horizon 2030 définit une trajectoire claire pour répondre à ces défis de manière globale.

La Classification-cadre des Nations Unies pour les ressources a été élaborée, sous les auspices de la Commission économique pour l'Europe, par une communauté spéciale d'experts issus de divers domaines, mais poursuivant l'objectif commun de mettre en place un système de classification, de notification et de gestion des ressources énergétiques et minérales qui soit applicable à l'échelle mondiale. Initialement conçue pour les secteurs des minéraux et du pétrole, elle a récemment été élargie aux énergies renouvelables. L'intérêt croissant que suscitent les sources d'énergie renouvelables, notamment les ressources géothermiques, et la sensibilisation accrue du public en la matière, ont mis en lumière la nécessité de normaliser le classement et la notification des possibilités offertes par l'énergie renouvelable.

Afin de faciliter l'amélioration de la communication au niveau mondial dans le secteur de la géothermie, le Groupe d'experts de la classification des ressources de la CEE, dans le cadre d'un mémorandum d'accord entre la Commission économique pour l'Europe et l'International Geothermal Association (IGA), a défini des spécifications pour l'application de la Classification-cadre aux ressources énergétiques géothermiques. Ces spécifications ont été publiées en septembre 2016.

Une série de 14 études de cas en Allemagne, en Australie, en Fédération de Russie, en Hongrie, en Islande, en Italie, en Nouvelle-Zélande, aux Pays-Bas et aux Philippines sont présentées ici pour aider à mieux comprendre les spécifications et favoriser l'application uniforme de la Classification-cadre aux ressources géothermiques. Ces exemples d'application illustrent la classification d'un ensemble de scénarios de ressources géothermiques d'une manière cohérente avec d'autres sources d'énergie. Cette approche fournit en outre des indicateurs précieux de la valeur de la Classification-cadre comme outil pour contribuer à la réalisation des objectifs de développement durable.

Les experts des ressources énergétiques géothermiques, ainsi que les experts d'autres secteurs de l'énergie et des minéraux, trouveront dans cette série d'étude de cas un document de référence utile dans les efforts pour mettre en œuvre un système de gestion intégrée des ressources qui soit applicable à l'échelle mondiale. Je tiens à féliciter toutes les personnes qui ont participé à l'établissement, à l'examen et à la vérification de ces études de cas, et à remercier, en particulier, l'International Geothermal Association pour son appui.



Olga Algayerova
Secrétaire exécutive
Commission économique pour l'Europe

Remerciements

Ces études de cas ont été réalisées par un sous-groupe (Groupe de travail) de volontaires experts, sous la direction de Gioia Falcone (Experte principale), réunissant Miklos Antics, Roy Baria, Larry Bayrante, Paolo Conti, Malcolm Grant, Robert Hogarth, Egill Juliusson, Harmen Mijnlief, Annamária Nádor, Greg Ussher et Kate Young comme membres, et Graeme Beardsmore et Horst Rueter comme observateurs.

L'International Geothermal Association (IGA) a activement contribué à ces travaux par l'intermédiaire de son comité sur les ressources et les réserves (présidé par Graeme Beardsmore). La CEE et l'IGA ont conclu un mémorandum d'accord afin de définir des spécifications et des lignes directrices pour l'application de la Classification-cadre des Nations Unies pour les ressources à l'énergie géothermique.

La tenue de réunions du Groupe de travail dans le cadre d'ateliers périodiques a été possible grâce à l'appui du Programme d'assistance à la gestion du secteur énergétique (ESMAP) de la Banque mondiale, du Department of Energy (DOE) des États-Unis d'Amérique et du Geothermal Resources Council (GRC), avec l'organisation logistique de l'IGA Service Company. Nous remercions le Groupe de travail sur la classification des énergies renouvelables du Groupe d'experts de la classification des ressources, en particulier son Président, Frank Denelle, pour l'aide et les orientations apportées dans l'établissement et l'examen de ces études de cas.

Table des matières

| | |
|--|-----------|
| Avant-propos | iii |
| Remerciements | iv |
| Introduction | 1 |
| Étude de cas 1 : Ngatamariki..... | 2 |
| Résumé du projet..... | 2 |
| Projet de Ngatamariki..... | 3 |
| Quantification | 3 |
| Type de produit | 3 |
| Point de référence..... | 4 |
| Ressources énergétiques géothermiques | 4 |
| Classification selon la CCNU-2009 | 4 |
| Catégorie E – classification et sous-classification..... | 4 |
| Catégorie F – classification et sous-classification..... | 5 |
| Catégorie G – classification et sous-classification | 5 |
| Ressources énergétiques géothermiques selon la CCNU-2009 | 6 |
| Références | 6 |
| Étude de cas 2 : Habanero..... | 7 |
| Résumé du projet..... | 7 |
| Projet d'Habanero | 8 |
| Quantification | 9 |
| Type de produit | 9 |
| Point de référence..... | 9 |
| Ressources énergétiques géothermiques | 9 |
| Classification selon la CCNU-2009 | 9 |
| Catégorie E | 9 |
| Catégorie F..... | 10 |
| Catégorie G..... | 10 |
| Ressources énergétiques géothermiques selon la CCNU-2009 | 10 |
| Références | 10 |
| Figure 1 – Microsismicité induite à Habanero | 8 |
| Étude de cas 3 : Insheim..... | 11 |
| Résumé du projet..... | 11 |
| Projet d'Insheim..... | 12 |
| Quantification | 13 |

| | |
|---|-----------|
| Électricité..... | 13 |
| Chaleur..... | 14 |
| Type de produit | 14 |
| Point de référence..... | 14 |
| Ressources énergétiques géothermiques | 14 |
| Électricité..... | 14 |
| Électricité supplémentaire possible à un débit de 85 l/s | 14 |
| Chaleur..... | 15 |
| Classification selon la CCNU-2009 | 15 |
| Catégorie E – classification et sous-classification..... | 15 |
| Catégorie F – classification et sous-classification..... | 16 |
| Catégorie G – classification et sous-classification | 16 |
| Catégorie E – classification et sous-classification..... | 17 |
| Catégorie F – classification et sous-classification..... | 17 |
| Catégorie G – classification et sous-classification | 17 |
| Catégorie E – classification et sous-classification..... | 18 |
| Catégorie F – classification et sous-classification..... | 19 |
| Catégorie G – classification et sous-classification | 19 |
| Références | 19 |
| Étude de cas 4 : Projet géothermique Rotliegend-3..... | 21 |
| Résumé du projet..... | 21 |
| Quantification | 21 |
| Type de produit | 23 |
| Point de référence..... | 23 |
| Ressources énergétiques géothermiques | 24 |
| Classification selon la CCNU-2009 | 24 |
| Catégorie E – classification et sous-classification..... | 24 |
| Catégorie F – classification et sous-classification..... | 25 |
| Catégorie G – classification et sous-classification | 25 |
| Classification selon la CCNU-2009 et quantification | 26 |
| Avertissement..... | 26 |
| Références | 26 |
| Figure 1 – Données initiales pour le calcul d’une valeur indicative de la puissance géothermique du projet | 22 |
| Figure 2 – Résultats des calculs probabilistes | 23 |
| Étude de cas 5 : Région de la nappe du Rotliegend néerlandais – Échelle nationale..... | 27 |
| Résumé du projet..... | 27 |

| | |
|---|-----------|
| Classification de la ressource géothermique des projets du Rotliegend | 29 |
| Projets de production..... | 29 |
| Projets d'exploration..... | 31 |
| Estimation de la ressource de la nappe du Rotliegend | 32 |
| Estimation de la ressource de la nappe du Rotliegend | 33 |
| Avertissement..... | 34 |
| Références | 34 |
| Figure 1 – Carte des données pour l'évaluation de l'aquifère du Rotliegend | 28 |
| Tableau 1 – Liste des estimations des ressources par projet d'après la puissance installée estimée et le nombre d'heures de charge estimé. Catégorie : E1.2 ; F1.1 ; G1, 2, 3 | 30 |
| Tableau 2 – Classification de l'estimation de la ressource de la nappe du Rotliegend selon la CCNU-2009..... | 33 |
| Tableau 3 – Meilleure estimation du potentiel de la ressource géothermique de la nappe du Rotliegend néerlandais..... | 34 |
| Étude de cas 6 : Chauffage urbain d'Hódmezővásárhely | 35 |
| Résumé du projet..... | 35 |
| Quantification | 37 |
| Type de produit | 37 |
| Point de référence | 37 |
| Durée de vie du projet..... | 37 |
| Ressources énergétiques géothermiques | 37 |
| Classification selon la CCNU-2009 | 37 |
| Catégorie E – classification et sous-classification du projet actuel | 38 |
| Catégorie F – classification et sous-classification du projet actuel..... | 38 |
| Catégorie G – classification du projet actuel | 39 |
| Classification selon la CCNU-2009 et quantification du projet actuel | 39 |
| Catégorie E – classification et sous-classification du ou des futurs projets potentiels..... | 39 |
| Catégorie F – classification et sous-classification du ou des futurs projets potentiels..... | 39 |
| Catégorie G – classification du ou des futurs projets potentiels..... | 40 |
| Classification selon la CCNU-2009 et quantification du ou des futurs projets potentiels..... | 40 |
| Références | 41 |
| Figure 1 – Répartition des utilisations à Hódmezővásárhely | |
| Production annuelle totale du système en cascade complet (2009) : 1 605 407 m ³ | 36 |
| Appendice 1 – Hypothèses de l'évaluation volumétrique de Monte Carlo | 42 |
| Estimation des aires de recharge des puits de production | 42 |
| Figure 1 – Projet Hódmezővásárhely – puits exploités | 42 |
| Tableau 1 – Données initiales pour l'évaluation de Monte Carlo..... | 42 |

| | |
|---|-----------|
| Étude de cas 7 : Pic Alto | 43 |
| Résumé du projet | 43 |
| Projet du pic Alto | 44 |
| Quantification | 44 |
| Type de produit | 45 |
| Point de référence | 45 |
| Ressources énergétiques géothermiques | 45 |
| Classification selon la CCNU-2009 | 45 |
| Catégorie E – classification | 45 |
| Catégorie F – classification et sous-classification | 46 |
| Catégorie G – classification | 47 |
| Classification selon la CCNU-2009 et quantification | 47 |
| Avertissement | 48 |
| Références | 48 |
| | |
| Étude de cas 8 : Baslay-Dauin..... | 49 |
| Résumé du projet | 49 |
| Projet de Baslay-Dauin | 49 |
| Quantification | 50 |
| Type de produit | 50 |
| Point de référence | 50 |
| Ressources énergétiques géothermiques | 50 |
| Classification selon la CCNU-2009 | 51 |
| Catégorie E – classification et sous-classification | 51 |
| Catégorie F – classification et sous-classification | 51 |
| Catégorie G – classification | 52 |
| Classification selon la CCNU-2009 et quantification | 52 |
| Avertissement | 53 |
| Références | 53 |
| | |
| Étude de cas 9 : Système de chauffage urbain géothermique de Canavese | 54 |
| Résumé du projet | 54 |
| Contexte local et hydrogéologique | 54 |
| Description de la centrale de Canavese | 55 |
| Quantification | 55 |
| Type de produit | 56 |
| Point de référence | 56 |
| Classification selon la CCNU-2009 | 58 |

| | |
|--|-----------|
| Catégorie E – classification et sous-classification..... | 58 |
| Catégorie F – classification et sous-classification..... | 58 |
| Catégorie G – classification..... | 59 |
| Classification selon la CCNU-2009 et quantification | 59 |
| Référence..... | 59 |
| Figure 1 – Points de référence pour l'évaluation des projets de pompes à chaleur géothermique en mode chauffage..... | 57 |
| Figure 2 – Schéma simplifié et flux d'énergie de la centrale de « Canavese » | 57 |
| Tableau 1– Capacités et rendements nominaux de la centrale de production de chaleur de « Canavese » | 57 |
| Tableau 2 – Quantités d'énergie sur la durée de vie du projet (vingt ans) et points d'évaluation | 58 |
| Étude de cas 10 : Système de pompe à chaleur géothermique sur sondes verticales..... | 60 |
| Résumé du projet..... | 60 |
| Bâtiment et charge thermique de référence | 60 |
| Réservoir géothermique..... | 60 |
| Échangeurs de chaleur géothermiques (sondes verticales)..... | 61 |
| Générateurs de chaleur : pompe à chaleur géothermique et unité de secours..... | 61 |
| Quantification | 62 |
| Type de produit | 62 |
| Point de référence..... | 62 |
| Classification selon la CCNU-2009..... | 63 |
| Catégorie E – classification et sous-classification..... | 63 |
| Catégorie F – classification et sous-classification..... | 63 |
| Catégorie G – classification et sous-classification | 64 |
| Classification selon la CCNU-2009 et quantification | 64 |
| Références..... | 66 |
| Tableau 1 – Charges mensuelles de chauffage et de refroidissement du bâtiment | 60 |
| Tableau 2 – Propriétés thermiques du sol et caractéristiques thermiques et géométriques des sondes géothermiques | 61 |
| Tableau 3 – Performances nominales de la pompe à chaleur géothermique dans les conditions nominales..... | 61 |
| Tableau 4 – Performances nominales de la pompe à chaleur aérothermique dans les conditions nominales..... | 62 |
| Tableau 5 – Quantités d'énergie sur la durée de vie du projet (vingt ans) et points d'évaluation | 63 |
| Tableau 6 – Principaux indicateurs et données de performance de l'exploitation de la pompe à chaleur géothermique (vingt ans) | 66 |

| | |
|--|-----------|
| Figures 1a) et 1b) – Points de référence pour l'évaluation des projets de pompes à chaleur géothermiques en modes chauffage et refroidissement | 65 |
| Figure 1a) – Mode chauffage | 65 |
| Figure 1b) – Mode refroidissement..... | 65 |
| Étude de cas 11 : Potentiel agrégé de l'utilisation de pompes à chaleur géothermiques, Rhénanie-du-Nord-Westphalie..... | 67 |
| Résumé du projet..... | 67 |
| Quantification | 68 |
| Type de produit | 69 |
| Point de référence | 69 |
| Classification selon la CCNU-2009 et quantification | 70 |
| Catégorie E – classification | 70 |
| Catégorie F – classification et sous-classification..... | 71 |
| Catégorie G – classification..... | 71 |
| Référence..... | 71 |
| Figure 1 – Points de référence pour l'évaluation des projets de pompes à chaleur géothermique en mode chauffage..... | 69 |
| Étude de cas 12 : Champ géothermique de Pauzhetsky..... | 72 |
| Résumé du projet..... | 72 |
| Quantification | 73 |
| Électricité..... | 73 |
| Chaleur..... | 74 |
| Type de produit | 74 |
| Point de référence..... | 74 |
| Ressources énergétiques géothermiques | 74 |
| Électricité pour une centrale électrique à simple détente | 74 |
| Électricité potentielle pour une centrale binaire..... | 74 |
| Chaleur..... | 74 |
| Classification selon la CCNU-2009 | 75 |
| Catégorie E – classification et sous-classification..... | 75 |
| Catégorie F – classification et sous-classification..... | 75 |
| Catégorie G – classification et sous-classification | 76 |
| Catégorie E – classification et sous-classification..... | 77 |
| Catégorie F – classification et sous-classification..... | 77 |
| Catégorie G – classification et sous-classification | 77 |
| Catégorie E – classification et sous-classification..... | 78 |
| Catégorie F – classification et sous-classification..... | 78 |
| Catégorie G – classification et sous-classification | 78 |

| | |
|--|-----------|
| Références | 79 |
| Étude de cas 13 : Champ géothermique du Krafla | 80 |
| Résumé du projet..... | 80 |
| Quantification | 81 |
| Type de produit | 82 |
| Point de référence | 82 |
| Classification selon la CCNU-2009 | 83 |
| Catégorie E – classification et sous-classification..... | 83 |
| Catégorie F – classification et sous-classification..... | 83 |
| Catégorie G – classification et sous-classification..... | 83 |
| Ressources énergétiques géothermiques selon la CCNU-2009 | 84 |
| Références | 84 |
| Étude de cas 14 : Champ géothermique du Krafla – Augmentation de la capacité de production d’électricité de 50 MW | 85 |
| Résumé du projet..... | 85 |
| Quantification | 87 |
| Type de produit | 88 |
| Point de référence | 88 |
| Classification selon la CCNU-2009 | 88 |
| Catégorie E – classification et sous-classification..... | 88 |
| Catégorie F – classification et sous-classification..... | 88 |
| Catégorie G – classification et sous-classification..... | 89 |
| Ressources énergétiques géothermiques selon la CCNU-2009 | 89 |
| Références | 90 |

Introduction

Le meilleur moyen de comprendre l'application de la CCNU-2009¹ aux ressources énergétiques géothermiques à travers les spécifications pour l'application de la Classification-cadre des Nations Unies pour l'énergie fossile et les réserves et ressources minérales, 2009 (CCNU-2009) et les Spécifications pour l'application de la Classification-cadre aux sources d'énergies renouvelables est de tester la classification des études de cas géothermiques.

À cette fin, des exemples simplifiés figurent dans le présent document, l'objectif étant d'exposer les différentes situations possibles (par exemple, projets avancés ou non, perspective à l'échelle d'un pays ou d'un exploitant, systèmes géothermiques profonds ou pompes à chaleur géothermiques, classification par projet ou agrégée) et la logique de la classification des ressources énergétiques géothermiques connexes selon la CCNU-2009.

Les exemples d'application mettent l'accent sur la classification des quantités estimées, plutôt que sur la quantification, afin de compléter le cadre de classification offert par la CCNU-2009. Le cas échéant, on renvoie à des documents externes, où le lecteur peut trouver de plus amples informations sur ces quantités.

Les exemples d'application ne sont pas des exemples de notification ou de divulgation formelle de données. La CCNU-2009 est un système d'application volontaire qui n'impose aucune règle concernant les catégories de ressources qu'il convient de divulguer. Sauf obligation ou réglementation d'un gouvernement ou autre organe réglementaire, la communication des quantités de ressources au titre de la CCNU-2009 est entièrement à la discrétion du déclarant. Il en va de même de l'application de la CCNU-2009 aux ressources énergétiques géothermiques, quelles que soient les catégories et sous-catégories particulières figurant dans les exemples d'application présentés ici.

Aucun modèle de notification n'étant actuellement proposé (ou appliqué) dans le cadre de la CCNU-2009, ces exemples suivent un format générique établi aux seules fins de présenter les données au public de manière cohérente dans le document, et non d'en faire un modèle d'application obligatoire.

Ils sont donnés à titre d'orientation et ne sauraient constituer des règles d'application de la CCNU-2009 aux ressources énergétiques géothermiques.

¹ La Classification-cadre des Nations Unies pour les ressources (CCNU) a changé de nom en avril 2017. Elle était connue auparavant sous le nom de Classification-cadre des Nations Unies pour l'énergie fossile et les réserves et ressources minérales (CCNU-2009). Dans la présente publication, on emploie la dénomination CCNU-2009.

Étude de cas 1 : Ngatamariki

Lieu du projet : Ngatamariki (Nouvelle-Zélande)

Date des données : 2011

Date de l'évaluation : mai 2015

Méthode de quantification : simulation

Type d'estimation (déterministe/probabiliste) : déterministe

Résumé du projet

Ngatamariki (Nouvelle-Zélande) a d'abord été exploré dans les années 1980, puis laissé inexploité jusqu'à la réalisation de nouveaux sondages géophysiques et géothermiques en 2004, et la reprise du forage d'exploration en 2008. Le champ géothermique se situe dans la zone volcanique de Taupo de l'Île du Nord de la Nouvelle-Zélande. L'évaluation de la ressource et l'engagement à la développer se sont fondés sur un modèle de simulation utilisant des données sur l'état naturel et un essai d'interférence, mais pas sur un historique de production. Le champ et son exploitation sont décrits dans des publications ultérieures de Boseley *et al.* (2010 a, b) et Grant et Bixley (2011).

Il existe un flux ascendant à une profondeur où la température de l'eau est d'environ 285 °C, qui charge un réservoir liquide d'eau chlorée neutre de bonne perméabilité. Un flux ascendant limité émerge au sommet du réservoir dans la partie centrale nord du champ, qui se décharge dans un aquifère souterrain très perméable. Ce champ possède une caractéristique essentielle qui aura sans doute une incidence sur la gestion du réservoir, à savoir la communication entre le réservoir profond à haute température et cet aquifère plus superficiel. D'après les données géochimiques, le fluide géothermal se déverse du réservoir à haute température dans cet aquifère, où il se mélange à l'eau souterraine froide, puis s'écoule vers le nord, alimentant l'activité de surface.

Ce modèle théorique d'une interconnexion entre un réservoir profond et des aquifères superficiels a servi de base à la simulation. Cette dernière reposait sur une équation à simple porosité. Le modèle comprend une recharge profonde à haute température et des flux sortants (représentés dans le modèle par des puits) au niveau des sources. Les températures du réservoir dans tous les puits ont été corroborées. Un essai d'interférence a été mené sur les puits profonds en déchargeant trois puits pendant diverses périodes et en surveillant la pression dans le puits NM2. Le modèle a ensuite été appliqué pour simuler les effets de la production et de l'injection sur cinquante ans. Le champ de pression-température a servi de donnée initiale pour calculer la subsidence. Faute d'historique de production permettant sa calibration, le modèle n'est pas totalement contraint, de sorte que ces résultats simulés pourraient être sensiblement erronés. Toutefois, le modèle a mis en évidence les principaux processus physiques susceptibles de déterminer le comportement du réservoir à long terme. Il a fait ressortir la possibilité qu'un flux important de fluides froids dans les aquifères superficiels froids s'écoule vers le réservoir profond, ce qui limite les solutions de développement envisageables, et les plans de gestion soulignent qu'il est important de maintenir la pression.

D'après les prévisions, le projet pourrait permettre l'exploitation de 82 MW_e (nets). Ces résultats ont ensuite étayé une demande d'attribution de droits environnementaux à exploiter la ressource (« support resource consent ») et la décision du promoteur

de poursuivre le projet. L'activité envisagée a exigé le forage de quelques puits supplémentaires, dont certains d'un grand diamètre, afin de tirer parti de la bonne perméabilité. Il y aurait un groupe central de puits de production, et des puits d'injection aux limites nord et sud du champ géothermique.

À la date de la délivrance de licences d'exploitation des ressources et de l'approbation du financement en interne, l'évaluation avait été réalisée. À cette époque, le promoteur s'était assuré l'accès au terrain et avait réalisé des forages et mené des essais sur des puits de production et un puits d'injection, tous concluants. Il existait des plans d'un champ de vapeur et d'une centrale électrique.

Cette évaluation a été réalisée sur la seule base des informations accessibles au public et présentées dans les quatre références citées ci-après.

Projet de Ngatamariki

La zone du champ géothermique de Ngatamariki a été définie par un récent sondage de résistivité. À la fin de l'année 2009, on disposait des informations suivantes : six forages, dont quatre puits de production. L'un de ces quatre puits de production était destiné à l'injection. Des essais finals sur tous les puits et des essais de production sur les puits de production, ainsi qu'un essai d'interférence, ont été réalisés. Ces données ont été exploitées dans une simulation de réservoir dont le résultat était conforme à l'état initial de pression et de température de l'essai d'interférence. En l'absence d'historique de production, il n'y avait pas de correspondance historique.

Quantification

La simulation faisait partie de la demande d'attribution de droits et modélisait l'exploitation de 82 MW_e (nets) sur cinquante ans, bien que le projet soit défini sur trente-cinq ans. Une estimation de la densité de puissance donne 86 MW_e pendant trente ans et sert à confirmer G1.

L'estimation de la quantification découle de la simulation du réservoir et de la densité de puissance. Il s'agit d'une évaluation déterministe testant un seul plan de développement. Un seul scénario de simulation a été présenté. Cette simulation donne la meilleure estimation (G1 + G2). La densité de puissance a ensuite fait office de deuxième estimation : 500 cercles ont été tracés autour des puits de production NM2, NM3, NM5 et NM7, mais pas de NM6, utilisé pour l'injection. Un périmètre autour de ces cercles couvre 4,3 km². Avec une température de 275 °C et une bonne perméabilité, on obtient une densité de puissance de 20 MW_e/km² dans des champs géothermiques analogues, soit une capacité de 86 MW_e pendant trente ans, ou 82 MW_e pendant 31,5 ans.

Les hypothèses économiques prévoient l'exploitation d'une centrale électrique de conception conforme aux normes géothermiques existantes, injectant de l'électricité sur le réseau national néo-zélandais. Le promoteur est un producteur et distributeur ayant accès au marché de détail de l'électricité.

Type de produit

Le produit est l'électricité.

Point de référence

Le point de référence est le poste d'interconnexion de la centrale, où l'électricité est exportée sur le réseau national. L'utilisation interne d'électricité a déjà été soustraite.

Ressources énergétiques géothermiques

Ressources énergétiques géothermiques :

Estimation basse : 80 PJ ;

Meilleure estimation : 89 PJ.

Classification selon la CCNU-2009

Catégorie E – classification et sous-classification

| <i>Catégorie</i> | <i>Définition selon la CCNU-2009</i> | <i>Raisonnement justifiant la classification</i> |
|-----------------------|---|--|
| E1 | Confirmation de la viabilité économique de l'extraction et de la vente | D'après les essais et les simulations de puits, il est possible d'obtenir une décharge soutenue et les débits sont économiquement viables. |
| <i>Sous-catégorie</i> | <i>Définition selon la CCNU-2009</i> | |
| E1.1 | L'extraction et la vente sont économiquement viables si l'on se réfère à la situation du marché et à des hypothèses réalistes quant à sa situation future. | Le projet a obtenu l'attribution de droits environnementaux à exploiter la ressource et l'approbation de son financement final en 2011. Cette attribution étant délivrée pour trente-cinq ans, le projet est défini sur cette période. La classification E1.1 s'applique à l'énergie qui sera produite sur cette seule période. |
| <i>Catégorie</i> | <i>Définition selon la CCNU-2009</i> | <i>Raisonnement justifiant la classification</i> |
| E3 | Viabilité économique de l'extraction et de la vente improbable jusqu'à nouvel ordre, ou bien l'évaluation en est à un stade trop précoce pour déterminer la viabilité économique. | D'après la simulation, la production pourrait être assurée pendant cinquante ans. Toutefois, le développement envisagé porte sur trente-cinq ans seulement. La période de quinze ans supplémentaire serait un projet distinct classé ici. |

Catégorie F – classification et sous-classification

| <i>Catégorie</i> | <i>Définition selon la CCNU-2009</i> | <i>Raisonnement justifiant la classification</i> |
|-----------------------|---|--|
| F1 | Confirmation de la faisabilité de l'extraction moyennant un projet de développement ou une opération minière spécifié | L'exploration, les essais de puits, la simulation et les plans de développement sont tous achevés. |
| <i>Sous-catégorie</i> | <i>Définition selon la CCNU-2009</i> | |
| F1.3 | Des études suffisamment détaillées qui ont été menées à terme mettent en évidence la faisabilité de l'extraction moyennant la mise en place d'un projet de développement ou d'une opération minière spécifié. | |
| F2 | Nécessité d'une évaluation plus poussée de la faisabilité de l'extraction moyennant un projet de développement ou une opération minière spécifié. | Des études préliminaires (c'est-à-dire la simulation) mettent en évidence la faisabilité de la poursuite de la production au-delà de trente-cinq ans, et un projet visant à évaluer cette ressource serait classé ici. |

Catégorie G – classification et sous-classification

| <i>Catégorie</i> | <i>Définition selon la CCNU-2009</i> | <i>Raisonnement justifiant la classification</i> |
|------------------|--|--|
| G1* | Quantités associées à un gisement connu qui peuvent être estimées avec un niveau élevé de confiance. | En conjuguant la méthode de la densité de puissance et la simulation, on obtient un niveau élevé de confiance dans l'estimation. |
| G2* | Quantités associées à un gisement connu qui peuvent être estimées avec un niveau moyen de confiance. | Des essais de puits ont été menés et une simulation a été réalisée en utilisant les données sur l'état naturel et les données des essais d'interférence. En l'absence d'historique de production, il n'y avait pas de correspondance historique. Faute d'historique, le niveau de confiance est moyen. |

* Il convient de noter que le classement dans les catégories G1 et G2 s'est fondé sur une évaluation des seules informations accessibles au public. Il faudrait établir un classement final, comprenant une estimation G3, afin de donner une idée de toute la marge d'incertitude de l'estimation.

Ressources énergétiques géothermiques selon la CCNU-2009

| <i>Classification</i> | <i>Quantité d'énergie</i> | <i>Informations supplémentaires</i> |
|----------------------------|-------------------------------------|--|
| Catégorie CCNU-2009 | En unités énergétiques | |
| E1.1 ; F1.3 ; G1 | 80 PJ* (2 500# MW _e .an) | 82 MW _e pendant 31,5 ans ; |
| E1.1 ; F1.3 ; G2 | 9 PJ* (300* MW _e .an) | 82 MW _e pendant 3,5 ans ; énergie supplémentaire par rapport à G1, G1 + G2 étant la meilleure estimation. |

* Arrondi à un chiffre significatif.

Arrondi à deux chiffres significatifs.

Références

Boseley, C., Cumming, W., Urzúa-Monsalve, L., Powell, T., & Grant, M., 2010a "A resource conceptual model for the Ngatamariki geothermal field based on recent exploration well drilling and 3D MT resistivity imaging", World Geothermal Congress

Boseley, C., Grant, M. A., Burnell, J. & Ricketts, B. 2010b. Ngatamariki Project Update. Transactions, Geothermal Resources Council, v34, pp. 177-182

Grant, M.A., & Bixley, P.F., 2011 "Geothermal Reservoir Engineering, 2nd Edition" Academic Press, New York.

<http://www.voxy.co.nz/national/ngatamariki-consents-granted-ew-and-taupo-dc/5/48346>

Étude de cas 2 : Habanero

Lieu du projet : Innamincka, Australie méridionale (Australie)

Date des données : 30 juin 2014

Date de l'évaluation : novembre 2016

Méthode de quantification : simulation thermodynamique

Type d'estimation (déterministe/probabiliste) : scénarios déterministes

Résumé du projet

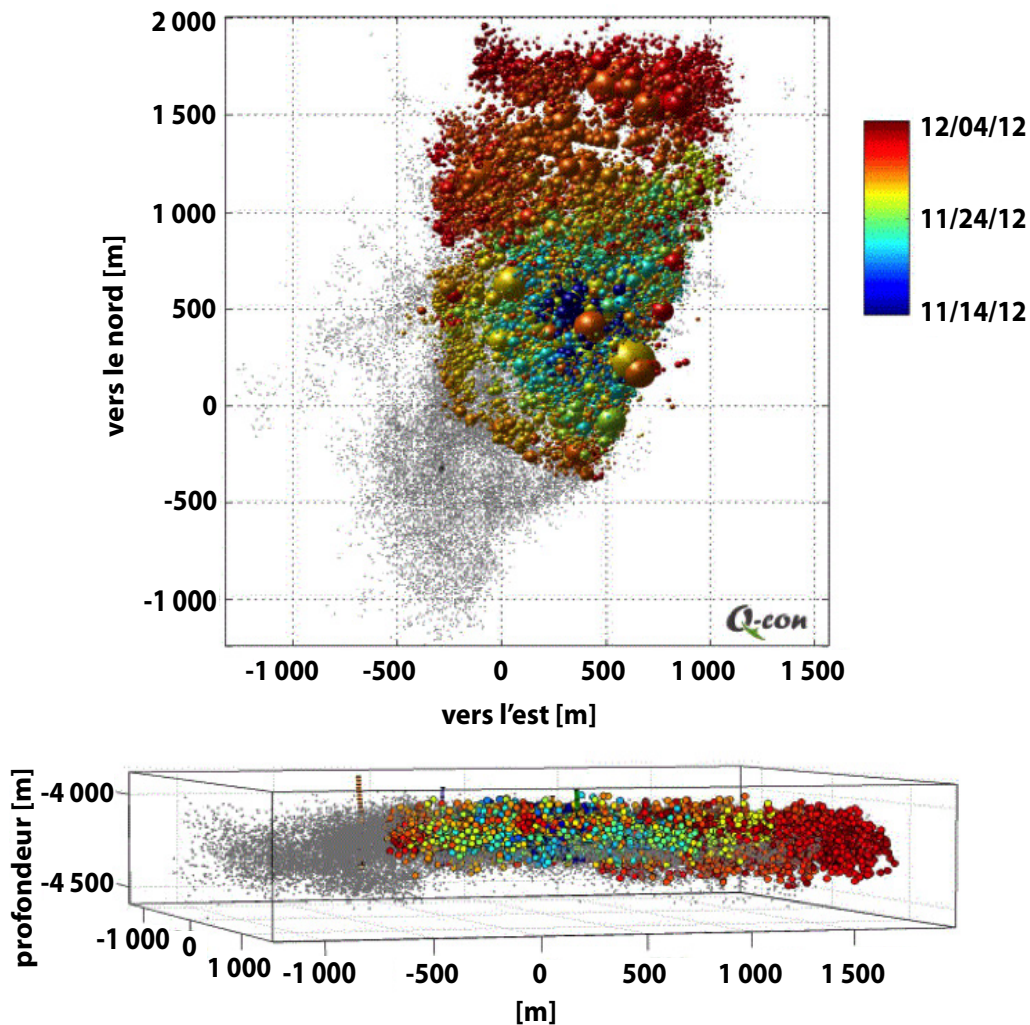
Habanero est un système géothermique stimulé (EGS) situé dans une roche granitique chaude près de la ville d'Innamincka dans le nord-est de l'Australie méridionale. La source potentielle d'énergie géothermique a d'abord été mise en évidence lorsqu'un puits d'exploration pétrolière a débouché sur une roche granitique chaude à 3 748 m de profondeur. D'après l'analyse des données gravimétriques régionales, le batholite granitique s'étend sur environ 1 000 km². Geodynamics Limited a acquis des permis d'exploration géothermiques couvrant 991 km² de l'anomalie gravimétrique, qui ont ensuite été convertis en permis réservant les droits géothermiques (retention licences). L'entreprise a foré quatre puits géothermiques de grande envergure dans le granite à Habanero, à 10 km au sud d'Innamincka. Deux autres puits d'exploration de grande envergure ont également été forés dans le granite à Jolokia, à 10 km à l'ouest d'Habanero, et à Savina, à 10 km au sud-ouest de Jolokia. Ces six puits profonds semblent tous avoir trouvé des failles préexistantes dans le granite.

Les quatre puits à Habanero ont également donné diverses indications de la présence de fractures ou de failles dans la roche. Toutefois, la grande majorité du flux du fluide, entrant dans le granite ou en sortant, s'écoule sur une courte section très fracturée aujourd'hui connue sous le nom de faille d'Habanero. Les quatre puits d'Habanero ont pénétré cette structure, que l'on interprète comme étant une faille de chevauchement plongeant à environ 10° vers l'ouest-sud-ouest.

La faille d'Habanero a été stimulée à partir de trois puits (Habanero 1, 3 et 4) en injectant d'importants volumes d'eau pressurisée afin d'induire un cisaillement. Après la dernière stimulation en date d'Habanero 4, le nuage d'événements microsismiques, dont on pense qu'il traduit l'ampleur de la stimulation de la faille, s'étend sur 4 km² (fig. 1).

Deux essais de production et d'injection en boucle fermée ont été menés à Habanero : le premier entre Habanero 1 et 3, et le deuxième entre Habanero 1 et 4. Dans les deux cas, le débit de circulation a été limité par la faible injectivité d'Habanero 1, qui a été endommagé par des pertes de boue dans la faille pendant le forage. Quoi qu'il en soit, l'essai en boucle fermée sur Habanero 1-4 a donné un débit de circulation de 19 kg/s et une température de production de 215 °C, ces deux valeurs continuant toujours d'augmenter au terme de l'essai.

Figure 1
Microsismicité induite à Habanero*



* En haut : Vue plane de l'emplacement des hypocentres sismiques issus de la stimulation d'Habanero 4. Chaque événement est représenté par une sphère de taille proportionnelle à la magnitude de l'événement. Une échelle de couleurs expliquée en légende traduit le moment de survenue de l'événement. Les points gris représentent l'activité sismique antérieure.

En bas : Emplacement des hypocentres sismiques en vue latérale depuis l'est-sud-est. Les événements sont représentés par des points dont la couleur traduit le moment de survenue.

Malgré la sismicité induite pendant la stimulation, les deux essais en boucle fermée ont affiché une sismicité faible ou nulle lors des opérations en boucle fermée. Des essais de traçage ont été menés pendant les deux essais en boucle fermée et ces résultats ont servi à calibrer le modèle de simulation thermodynamique pour la planification du développement du champ géothermique. La formation d'un dépôt de stibnite a été observée sur les échangeurs de chaleur, mais ce problème a été réglé en rinçant régulièrement le matériel à l'aide d'une solution de soude caustique chaude. Des essais de corrosion ont été réalisés sur la boucle fermée Habanero 1-4, permettant ainsi de choisir des matériaux adaptés pour les puits et les équipements de surface.

Projet d'Habanero

Compte tenu de la réussite technique de l'essai en boucle fermée sur Habanero 1-4, Geodynamics Limited a étudié la faisabilité d'un projet de petit système

géothermique stimulé (EGS) alimentant en chaleur un consommateur local situé près d'Innamincka. Les seuls clients potentiels actuellement présents dans la région sont des producteurs de gaz ayant des besoins de chaleur importants pour les activités de transformation gazière.

Un projet géothermique à six puits, dont trois d'injection et trois de production espacés de 1 200 m, a été étudié en profondeur et un projet de plan de développement du champ géothermique a été élaboré. D'après les essais d'injectivité et de productivité réalisés sur les puits non endommagés d'Habanero, chaque puits devrait pouvoir injecter ou produire entre 25 et 45 kg/s de saumure avec une différence de pression admissible entre les pompes inférieure à 100 bars. D'après la simulation thermodynamique d'Habanero, même avec des puits espacés de 1 200 m, les températures de production diminueront d'environ 30 °C sur la durée de vie prévue de quinze ans du projet. Quoiqu'il en soit, la température de production devrait se situer à environ 214 °C. La température de réinjection a été fixée à 80 °C afin d'éviter tout dépôt de silice.

Quantification

La ressource a été estimée en appliquant une approche par scénarios liée aux valeurs obtenues à l'aide du modèle thermodynamique. Trois scénarios ont été examinés en considérant des débits de production et d'injection de 25, 35 et 45 kg/s et des facteurs de capacité de 94 %, 96 % et 98 %, respectivement. Ils sont censés représenter l'estimation basse, la meilleure estimation et l'estimation haute des ressources énergétiques géothermiques récupérables dans le cadre du projet de développement à six puits.

Type de produit

Le produit est la chaleur destinée aux activités de transformation gazière.

Point de référence

On suppose que les pertes de chaleur entre la tête des puits de production et le consommateur sont négligeables. Le point de référence est donc l'entrée de la raffinerie de gaz du consommateur.

Ressources énergétiques géothermiques

Ressources énergétiques géothermiques :

- Estimation basse : 19 PJ_{th} (610 MW.an) ;
- Meilleure estimation : 28 PJ_{th} (880 MW.an) ;
- Estimation haute : 36 PJ_{th} (1 150 MW.an).

Classification selon la CCNU-2009

Catégorie E

Il y a eu une activité intense d'exploration gazière dans les sédiments situés au-dessus et autour d'Habanero. Compte tenu de la demande croissante d'installation de plusieurs nouvelles usines de gaz naturel liquéfié (GNL), un programme d'exploration

concluant pourrait déboucher sur la construction d'une nouvelle raffinerie pour traiter ce gaz. Cette dernière exigera sans doute de la chaleur pour transformer le gaz. Geodynamics Limited a mené à bien le forage de six puits géothermiques profonds de grande envergure et a construit et exploité une centrale électrique pilote, démontrant ainsi sa capacité à gérer les risques afférents à la construction, les incidences environnementales et les questions sociétales. Toutefois, on estime actuellement qu'on ne peut pas raisonnablement s'attendre à ce que l'extraction et la vente soient économiquement viables jusqu'à nouvel ordre. Le projet se classe donc dans la sous-catégorie E3.3.

Catégorie F

Un plan de développement du champ géothermique a été élaboré pour Habanero et toutes les technologies nécessaires existent déjà. Toutefois, il est précisé dans le plan qu'il faudra mettre en œuvre un forage à tube spiralé sur les 100 derniers mètres de chaque puits. Ce procédé n'est pas nouveau, mais n'a jamais été tenté dans une roche granitique à de telles profondeurs, températures et pressions. Il convient donc de classer ces ressources énergétiques géothermiques dans la catégorie F2 jusqu'à ce que le forage à tube spiralé ait été démontré.

Geodynamics Limited a récemment abandonné les puits d'Habanero et déclaré son intention de se retirer des activités d'énergie géothermique. Puisqu'actuellement, il n'existe aucun plan de mise en valeur ou d'acquisition de nouvelles données, on considère que le projet se classe dans la sous-catégorie F2.3.

Catégorie G

Quatre puits ont été forés à Habanero, qui ont tous débouché sur la faille d'Habanero. On est parvenu à stimuler la faille à partir de trois puits et deux essais de production et d'injection en boucle fermée ont été menés. On peut donc considérer que la source d'énergie géothermique d'Habanero est « connue » et que toutes les ressources énergétiques géothermiques doivent être notifiées dans les catégories G1, G2 et G3.

Ressources énergétiques géothermiques selon la CCNU-2009*

| <i>Classification</i> | <i>Quantité d'énergie</i> | <i>Informations supplémentaires</i> |
|-------------------------|---------------------------------|--|
| E3.3 ; F2.3 ; G1 | 19 PJ _{th} (610 MW.an) | Estimation basse de la ressource énergétique géothermique |
| E3.3 ; F2.3 ; G2 | 9 PJ _{th} (270 MW.an) | Énergie supplémentaire entre l'estimation basse et la meilleure estimation |
| E3.3 ; F2.3 ; G3 | 8 PJ _{th} (270 MW.an) | Énergie supplémentaire entre la meilleure estimation et l'estimation haute |

* Les quantités d'énergie sont des valeurs arrondies.

Références

Geodynamics Limited, 2014; "Habanero Geothermal Project Field Development Plan". Web site, www.geodynamics.com.au.

Hogarth, R. & Bour, D., 2015; "Flow Performance of the Habanero EGS Closed Loop". Proceedings, World Geothermal Congress 2015.

McMahon, A. & Baisch, S., 2015; "Seismicity Associated with the Stimulation of the Enhanced Geothermal System at Habanero, Australia". Proceedings, World Geothermal Congress 2015.

Étude de cas 3 : Insheim

Lieu du projet : Insheim (Allemagne)

Date des données : 2015

Date de l'évaluation : janvier 2016

Méthode de quantification : extrapolation de l'historique de production

Type d'estimation (déterministe/probabiliste) : scénarios déterministes

Résumé du projet

Le projet géothermique d'Insheim se situe sur le flanc ouest de la vallée du Haut-Rhin en Allemagne. Au moment de l'établissement du rapport, il s'agit de l'une des quatre centrales électriques géothermiques actuellement exploitées dans cette vallée.

Insheim est né des connaissances acquises dans le cadre du projet de recherche du système géothermique stimulé européen à Soultz-sous-Forêts (France ; Garnish *et al.*, 1994 ; Baria *et al.*, 1995) sur le comportement géomécanique des grandes failles naturelles profondes. Il exploite des failles perméables naturelles en faisant appel à une stimulation hydraulique relativement faible. Il existe un puits de production et un puits d'injection à des profondeurs d'environ 3 800 m. Le fluide souterrain s'écoule dans des failles normales orientées nord-sud dans la formation du Buntsandstein et dans le socle granitique. Il s'agit d'un système en boucle fermée qui n'exige pas d'eau d'appoint et ne rejette aucun produit dangereux dans l'atmosphère.

Les informations géologiques à Insheim proviennent essentiellement de plusieurs diagraphies de puits et campagnes de sismique réflexion réalisées par l'industrie pétrolière par le passé et de connaissances géologiques générales supplémentaires.

Pendant la phase de mise en place et d'essai, il est apparu que le puits d'injection n'était pas assez perméable. La stimulation hydraulique a amélioré la situation, mais insuffisamment. Par conséquent, une déviation a été forcée depuis le puits d'injection à partir de 2 500 m de profondeur, et l'injection se répartit maintenant entre ces deux réalisations. L'injectivité en a été considérablement améliorée, et des débits de circulation atteignant jusqu'à 85 l/s sont maintenant viables aux charges de pompe admissibles.

Le projet d'Insheim produit continûment de l'électricité depuis 2012. Le plan d'affaires invitait à augmenter progressivement le débit en passant de 65 l/s la première année à 75 l/s la deuxième et à 85 l/s à partir de la troisième (Baumgartner *et al.*, 2013). Toutefois, les autorisations réglementaires limitent actuellement les débits de circulation à 65 l/s pour éviter une sismicité induite. On peut raisonnablement s'attendre à ce que cette limite puisse être portée à la valeur prévue de 85 l/s dans l'avenir. La centrale est conçue et construite pour supporter 85 l/s.

Dans la région d'Insheim, l'acceptation d'une sismicité induite et la possibilité de dépôts de matières radioactives suscitent quelque inquiétude chez le public. La question de la sismicité a été traitée en installant un système de surveillance sismologique permanent et en établissant un mécanisme d'acceptation et de réaction décidé avec l'accord mutuel de toutes les parties concernées. Cette condition limite notamment le débit de circulation à ~65 l/s. S'agissant de la possibilité de dépôt de matières radioactives, des techniques réduisent les dépôts en maintenant ces matières en solution grâce à l'action d'inhibiteurs, contrôlant les pressions de circulation et le pH. Toute substance radioactive potentielle sera gérée conformément aux réglementations applicables.

La construction d'un système de chauffage urbain utilisant la chaleur rejetée par la centrale électrique est en phase de planification au moment de l'établissement du rapport. Un échangeur de chaleur est installé sur la centrale électrique, mais il faut encore construire un système de distribution.

Projet d'Insheim

La centrale électrique géothermique binaire d'Insheim fonctionne continûment depuis 2012, et il lui reste environ vingt-six ans de production sur sa durée de vie nominale de trente ans. Elle possède un puits de production et un puits d'injection, atteignant tous deux une profondeur d'environ 3 800 m. La température en tête de puits est d'environ 165 °C. Le fluide de production est l'isopentane. Une pompe à ligne d'arbre est utilisée pour la production. La centrale électrique binaire affiche une capacité installée nominale de 4,8 MW_e, et a fonctionné en moyenne 8 000 h/an au cours des quatre dernières années. L'électricité destinée au fonctionnement interne (charge parasite) est fournie par le réseau extérieur, et la production électrique brute peut être vendue dans le cadre de la législation allemande sur les tarifs d'achat de l'électricité.

Au moment de l'établissement du rapport, les exigences réglementaires limitent le débit de circulation à 65 l/s pour éviter une sismicité induite. Avant l'imposition de cette limite, la viabilité du système a été démontrée à des débits de 85 l/s. On peut raisonnablement s'attendre à ce que cette limite réglementaire soit portée à 85 l/s à un moment donné dans l'avenir.

D'après la modélisation numérique, la circulation du fluide entre les puits d'injection et de production se fait via un circuit profond chaud le long de la faille normale subverticale, et il ne devrait pas y avoir de baisse sensible de la température pendant la durée de vie de vingt-six ans du projet. De même, il ne devrait pas y avoir de ralentissement sensible du débit par rapport à la valeur actuelle de 65 l/s, mais il existe un risque que le débit maximum de 85 l/s diminue au fil du temps.

Au moment de l'établissement du rapport, un système de distribution est en phase de planification en vue de vendre la chaleur issue du fluide rejeté par la centrale électrique à un marché local de chauffage urbain de 600 à 800 ménages pour satisfaire la demande saisonnière. D'après une étude de faisabilité d'un système de chauffage urbain, cette solution serait financièrement avantageuse (Heck *et al.*, 2009). Les échangeurs de chaleur sont déjà installés. Le système constituera une utilisation en cascade de la ressource énergétique géothermique, dans laquelle le fluide géothermique rejeté par la centrale électrique sera prélevé et sa température ensuite abaissée sans réduction de la production électrique. On prévoit que 31 % en moyenne des 76 500 MWh_{th} de chaleur rejetée annuellement par la centrale (fonctionnant à sa capacité de 85 l/s) seront utilisés par le système de chauffage urbain (Heck *et al.*, 2009). La demande de chaleur annuelle totale devrait s'élever à 23 700 MWh_{th}. Cependant, elle est concentrée sur l'hiver, où la demande de pointe pourrait atteindre 96 % de la puissance de chauffage géothermique maximum. Au débit le plus faible de 65 l/s, jusqu'à 41 % de la chaleur disponible pourrait être utilisée.

Les paramètres pertinents du projet sont les suivants :

- Température en tête de puits : 165 °C ;
- Température de rejet depuis la centrale électrique : 70 °C ;
- Débit maximum : 85 l/s ;

- Débit réglementé actuel : 65 l/s ;
- Puissance thermique maximum fournie à la centrale électrique : 34 MW_{th} ;
- Puissance thermique réglementée actuelle fournie à la centrale électrique : 26 MW_{th} ;
- Puissance électrique maximum au point de référence : 4,8 MW_e ;
- Puissance électrique réglementée actuelle au point de référence : 3,7 MW_e ;
- Nombre d'heures de production électrique annuelle moyenne pour 2012-2015 : 8 000 h ;
- Température d'entrée pour le réseau de chauffage urbain : 70 °C ;
- Température de rejet depuis le réseau de chauffage urbain : 45 °C ;
- Débit d'entrée pour le réseau de chauffage urbain : 65 l/s ;
- Taux d'utilisation escompté : 41 % ;
- Durée de vie restante du projet : 26 ans.

Quantification

Électricité

Cette énergie récupérable supplémentaire potentielle est calculée et classée séparément. On ignore si un débit de 85 l/s peut être maintenu sur la durée de vie de la centrale. Les calculs tiennent compte d'une possible diminution de 10 % du débit maximum dans une estimation basse.

Toutes les hypothèses sont résumées ci-après :

- Température d'entrée/de sortie de la centrale électrique : 165 °C/70 °C ;
- Nombre d'heures de fonctionnement (bas/moyen/haut) : 7 600/8 000/8 400 heures par an ;
- Rendement de conversion thermique-électrique supposé : 14,2 %.

La durée de vie restante est de vingt-six ans. La centrale d'Insheim affiche une production brute maximum nominale de 4,8 MW_e. Puisque l'électricité nécessaire au fonctionnement des équipements de la centrale, et en particulier de la pompe à ligne d'arbre, est fournie par le réseau, toute l'électricité brute de la centrale est exportée. La production brute maximum est basée sur un débit de 85 l/s. La production est actuellement limitée par la réglementation à 65 l/s. On peut raisonnablement s'attendre à ce que cette limite réglementaire soit portée à 85 l/s à un moment donné dans l'avenir.

La quantification de l'énergie électrique sur la durée de vie restante du projet se fonde sur une extrapolation de la production historique observée au cours des quatre premières années d'exploitation. Dans un scénario moyen, la production devrait se poursuivre à 65 l/s, en moyenne 8 000 h par an (91 % de disponibilité) pendant le reste du projet. Il existe un risque de diminution de la disponibilité de la centrale au fil du temps pour des raisons opérationnelles, et donc de baisse de la production. L'estimation basse se fonde sur une réduction moyenne à 87 % de disponibilité (7 600 h par an) à partir de la situation moyenne historique sur la durée de vie restante du projet. Un accroissement de la disponibilité moyenne de la centrale dans le temps est possible

à mesure que la gestion de la centrale devient plus efficace. Ce potentiel suppose que l'on parvient à une disponibilité de 96 % (8 400 h par an).

On peut raisonnablement s'attendre à ce que les réglementations soient modifiées dans un avenir prévisible afin de permettre au débit de production d'atteindre 85 l/s pour le reste du projet, les autres paramètres étant :

- Débit : 65 l/s ;
- Débits futurs possibles (bas / moyens / hauts) : 76,5 / 85 / 85 l/s.

Chaleur

La quantification de la chaleur récupérable est basée sur la demande de chaleur modélisée du système de chauffage urbain. Cette demande devrait s'élever en moyenne à 23 700 MWh_{th} par an (Heck *et al.*, 2009). Les estimations haute et basse se fondent sur une incertitude de ±10 % de la valeur moyenne escomptée.

- Température d'entrée/de sortie du système de chauffage : 70 °C/45 °C ;
- Demande de chaleur annuelle (basse/moyenne/haute) : 21 300/23 700/26 100 MWh_{th} ;
- Durée de vie restante : 26 ans.

Type de produit

Il existe deux produits énergétiques : l'électricité et la chaleur.

Point de référence

Le point de référence pour l'électricité est le poste d'interconnexion de la centrale, où l'électricité brute est exportée sur le réseau national. Les besoins électriques internes sont achetés au réseau.

Le point de référence pour la chaleur est le point de mesure du système de distribution de chaleur.

Ressources énergétiques géothermiques

Électricité

Électricité :

- Estimation basse : 2,63 PJ_e (3,7 MW_e × 7 600 h × 26 ans) ;
- Meilleure estimation : 2,77 PJ_e (3,7 MW_e × 8 000 h × 26 ans) ;
- Estimation haute : 2,91 PJ_e (3,7 MW_e × 8 400 h × 26 ans).

Électricité supplémentaire possible à un débit de 85 l/s

Électricité supplémentaire possible à un débit de 85 l/s :

- Estimation basse : 0,43 PJ_e (0,6 MW_e × 7 600 h × 26 ans) ;
- Meilleure estimation : 0,82 PJ_e (1,1 MW_e × 8 000 h × 26 ans) ;
- Estimation haute : 0,86 PJ_e (1,1 MW_e × 8 400 h × 26 ans).

Chaleur

Chaleur :

- Estimation basse : 1,99 PJ_{th} (21 300 MWh_{th} × 26 ans) ;
- Meilleure estimation : 2,22 PJ_{th} (23 700 MWh_{th} × 26 ans) ;
- Estimation haute : 2,44 PJ_{th} (26 100 MWh_{th} × 26 ans).

Classification selon la CCNU-2009

| <i>Classification</i> | <i>Quantité d'énergie</i> | <i>Informations supplémentaires</i> |
|----------------------------|--------------------------------------|--|
| Catégorie CCNU-2009 | Produit de base : électricité | La centrale d'Insheim produit continûment de l'électricité depuis 2012. Durée de vie restante escomptée : vingt-six ans. |
| E1.1 ; F1.1 ; G1 | 2,63 PJ _e | Estimation prudente en considérant une réduction de 5 % de la disponibilité. |
| E1.1 ; F1.1 ; G2 | 0,14 PJ _e | Énergie supplémentaire en considérant la poursuite de la production aux valeurs actuelles de débit et de disponibilité sur la durée de vie restante du projet. |
| E1.1 ; F1.1 ; G3 | 0,14 PJ _e | Énergie supplémentaire en considérant une augmentation de 5 % de la disponibilité. |

Catégorie E – classification et sous-classification

| <i>Catégorie</i> | <i>Définition selon la CCNU-2009</i> | <i>Raisonnement justifiant la classification</i> |
|-----------------------|--|---|
| E1 | L'extraction et la vente sont économiquement viables si l'on se réfère à la situation du marché et à des hypothèses réalistes quant à sa situation future. | La centrale produit maintenant à l'échelle commerciale dans le cadre d'un mécanisme allemand de tarifs d'achat garanti sur sa durée de vie qui s'applique à l'ensemble du marché. |
| <i>Sous-catégorie</i> | <i>Définition selon la CCNU-2009</i> | |
| E1.1 | L'extraction et la vente sont économiquement viables si l'on se réfère à la situation du marché et à des hypothèses réalistes quant à sa situation future. | |

Catégorie F – classification et sous-classification

| Catégorie | Définition selon la CCNU-2009 | Raisonnement justifiant la classification |
|-----------------------|---|--|
| F1 | Confirmation de la faisabilité de l'extraction moyennant un projet de développement ou une opération minière spécifié | L'énergie est extraite et convertie en électricité au débit commercial requis. |
| <i>Sous-catégorie</i> | <i>Définition selon la CCNU-2009</i> | |
| F1.1 | L'extraction a commencé. | |

Catégorie G – classification et sous-classification

| Catégorie | Définition selon la CCNU-2009 | Raisonnement justifiant la classification |
|-----------|---|---|
| G1 | Quantités associées à un gisement connu qui peuvent être estimées avec un niveau élevé de confiance. | Deux puits ont été forés à Insheim. Le puits d'injection a été stimulé. Des essais de production et d'injection ont été menés. La production a commencé. On peut donc considérer que la source d'énergie géothermique d'Insheim est « connue » et toutes les ressources sont classées dans les catégories G1, G2 et G3. Si la modélisation a montré avec un niveau élevé de confiance que la température et le débit seront maintenus sur la durée de vie de la centrale, il existe une incertitude quant à la disponibilité de cette dernière. La disponibilité pourrait diminuer si les besoins de maintenance sont plus importants que prévu, ou augmenter si des gains d'efficacité sont réalisés. |
| G2 | Quantités associées à un gisement connu qui peuvent être estimées avec un niveau moyen de confiance. | |
| G3 | Quantités associées à un gisement connu qui peuvent être estimées avec un niveau faible de confiance. | |

| Classification | Quantité d'énergie | Informations supplémentaires |
|----------------------------|--------------------------------------|--|
| Catégorie CCNU-2009 | Produit de base : électricité | La centrale d'Insheim pourrait produire davantage d'électricité si les autorités réglementaires autorisent à porter le débit à 85 l/s. |
| E2 ; F1.3 ; G1 | 0,43 PJ _e | Estimation prudente en considérant une réduction de 5 % de la disponibilité et de 10 % du débit. |
| E2 ; F1.3 ; G2 | 0,39 PJ _e | Énergie supplémentaire en considérant la poursuite de la production aux valeurs actuelles de débit et de disponibilité sur la durée de vie restante du projet. |
| E2 ; F1.3 ; G3 | 0,04 PJ _e | Énergie supplémentaire en considérant une augmentation de 5 % de la disponibilité. |

Catégorie E – classification et sous-classification

| <i>Catégorie</i> | <i>Définition selon la CCNU-2009</i> | <i>Raisonnement justifiant la classification</i> |
|------------------|---|---|
| E2 | Viabilité économique probable de l'extraction et de la vente dans un avenir prévisible. | Il est raisonnablement probable que les autorités réglementaires porteront la limite de débit de 65 l/s à 85 l/s dans un avenir prévisible. |

Catégorie F – classification et sous-classification

| <i>Catégorie</i> | <i>Définition selon la CCNU-2009</i> | <i>Raisonnement justifiant la classification</i> |
|-----------------------|--|---|
| F1 | Confirmation de la faisabilité de l'extraction moyennant un projet de développement ou une opération minière spécifiée | La centrale a été conçue pour supporter un débit de 85 l/s. L'énergie supplémentaire peut être récupérée et convertie en utilisant la centrale existante. |
| <i>Sous-catégorie</i> | <i>Définition selon la CCNU-2009</i> | |
| F1.3 | Des études suffisamment détaillées qui ont été menées à terme mettent en évidence la faisabilité de l'extraction moyennant la mise en place d'un projet de développement ou d'une opération minière spécifiée. | |

Catégorie G – classification et sous-classification

| <i>Catégorie</i> | <i>Définition selon la CCNU-2009</i> | <i>Raisonnement justifiant la classification</i> |
|------------------|---|--|
| G1 | Quantités associées à un gisement connu qui peuvent être estimées avec un niveau élevé de confiance. | Deux puits ont été forés à Insheim. Le puits d'injection a été stimulé. Des essais de production et d'injection ont été menés. La production a commencé. On peut donc considérer que la source d'énergie géothermique d'Insheim est « connue » et toutes les ressources sont classées dans les catégories G1, G2 et G3. Si la modélisation a montré avec un niveau élevé de confiance que la température sera maintenue sur la durée de vie de la centrale, le débit maximum pourrait afficher une diminution allant jusqu'à 10 % par rapport à 85 l/s. Il existe également une incertitude quant à la disponibilité de la centrale. La disponibilité pourrait diminuer si les besoins de maintenance sont plus importants que prévu, ou augmenter si des gains d'efficacité sont réalisés. |
| G2 | Quantités associées à un gisement connu qui peuvent être estimées avec un niveau moyen de confiance. | |
| G3 | Quantités associées à un gisement connu qui peuvent être estimées avec un niveau faible de confiance. | |

| <i>Classification</i> | <i>Quantité d'énergie</i> | <i>Informations supplémentaires</i> |
|----------------------------|----------------------------------|--|
| Catégorie CCNU-2009 | Produit de base : chaleur | La construction d'un réseau de chauffage urbain à Insheim est actuellement en phase de planification. Un échangeur de chaleur est déjà installé, et les travaux se poursuivent afin de mettre en place un réseau de distribution destiné à approvisionner environ 600 à 800 ménages. |
| E1.1 ; F1.3 ; G1 | 1,99 PJ _{th} | Estimation prudente en considérant une demande de chaleur inférieure de 10 % à la valeur prévue sur la durée de vie de vingt-six ans du projet. |
| E1.1 ; F 1.3 ; G2 | 0,23 PJ _{th} | Énergie supplémentaire en se basant sur la demande prévue sur la durée de vie de vingt-six ans du projet. |
| E1.1 ; F1.3 ; G3 | 0,22 PJ _{th} | Énergie supplémentaire en considérant une demande de chaleur supérieure de 10 % à la valeur prévue sur la durée de vie de vingt-six ans du projet. |

Catégorie E – classification et sous-classification

| <i>Catégorie</i> | <i>Définition selon la CCNU-2009</i> | <i>Raisonnement justifiant la classification</i> |
|-----------------------|---|--|
| E1 | L'extraction et la vente sont économiquement viables si l'on se réfère à la situation du marché et à des hypothèses réalistes quant à sa situation future. Il existe des présomptions raisonnables que les autorisations et les contrats nécessaires seront tous obtenus dans un délai raisonnable. | Le marché local de la chaleur est bien compris et offre une base commerciale solide pour le développement du système de chauffage urbain. Il existe des présomptions raisonnables que les autorisations et les contrats nécessaires seront tous obtenus dans un délai raisonnable. |
| <i>Sous-catégorie</i> | <i>Définition selon la CCNU-2009</i> | |
| E1.1 | L'extraction et la vente sont économiquement viables si l'on se réfère à la situation du marché et à des hypothèses réalistes quant à sa situation future. | |

Catégorie F – classification et sous-classification

| <i>Catégorie</i> | <i>Définition selon la CCNU-2009</i> | <i>Raisonnement justifiant la classification</i> |
|-----------------------|--|--|
| F1 | Confirmation de la faisabilité de l'extraction moyennant un projet de développement spécifié | La construction d'un réseau de chauffage urbain à Insheim est actuellement en phase de planification. La technologie a déjà été démontrée dans le cadre de projets analogues dans le fossé rhénan. |
| <i>Sous-catégorie</i> | <i>Définition selon la CCNU-2009</i> | |
| F1.3 | Des études suffisamment détaillées qui ont été menées à terme mettent en évidence la faisabilité de l'extraction moyennant la mise en place d'un projet de développement spécifié. | |

Catégorie G – classification et sous-classification

| <i>Catégorie</i> | <i>Définition selon la CCNU-2009</i> | <i>Raisonnement justifiant la classification</i> |
|------------------|---|---|
| G1 | Quantités associées à un gisement connu qui peuvent être estimées avec un niveau élevé de confiance. | La centrale électrique d'Insheim rejette actuellement suffisamment de chaleur pour satisfaire la demande de chaleur de la municipalité. Un débit porté à 85 l/s fournirait encore plus d'excédent de chaleur. Il existe des incertitudes quant à la demande prévue. |
| G2 | Quantités associées à un gisement connu qui peuvent être estimées avec un niveau moyen de confiance. | |
| G3 | Quantités associées à un gisement connu qui peuvent être estimées avec un niveau faible de confiance. | |

Références

Garnish, J., Baria, R., Baumgärtner, J., Gérard, A., (1994). The European Hot Dry Rock Programme 1994-1995, *GRC Trans*.

Baria R, Garnish J, Baumgartner J, Gerard A, Jung R, (1995). Recent development in the European HDR research programme at Soultz-Sous-Forêt (France). Proceeding of the World Geothermal Congress, Florence, Italy, International Geothermal Association, Vol. 4, 2631-2637, ISBN 0-473-03123-X.

Baumgärtner, J., Teza, D. and Wahl, G. (2013). Gewinnung geothermischer Energie durch Entwicklung und Zirkulation eines Störungssystems im Kristallin und deren mikroseismische Überwachung am Beispiel des Geothermieprojektes Insheim (Extraction of geothermal energy through the development and circulation of controlled systems in the crystalline basement and their microseismic monitoring, using the example of the geothermal project

Insheim). Final report to Bestec GmbH. Accessed online 4 Feb 2016: <http://edok01.tib.uni-hannover.de/edoks/e01fb14/777426781.pdf>.

Baumgärtner, J. and Lerch, C. (2013): Geothermal 2.0: The Insheim Geothermal Power Plant. The second generation of geothermal power plants in the Upper Rhine Graben. Third European Geothermal Review. Geothermal Energy for Power Production. June 24-26, 2013, Mainz, Germany.

Baumgärtner, J., Hettkamp, T., Teza, D., Kölbl, T., Mergner, H., Schlagermann, P. and Lerch, C. (2013): Betriebserfahrungen mit den Geothermiekraftwerken Landau, Insheim und Bruchsal. bbr Fachmagazin für Brunnen- und Leitungsbau.

Gérard, A., Baumgärtner, J., Baria, R., 1997. An attempt towards a conceptual model derived from 1993-1996 hydraulic operations at Soultz. In: *Proceedings of NEDO International Geothermal Symposium*, Sendai, 2, pp. 329-341.

Heck, P., Anton, T., Oßwald, D., Müller, J. and Speicher, M. (2009). Entwicklung der Gemeinden Insheim und Rohrbach zu „Geowärmedörfern“ (Development of Local Insheim and Rohrbach to “Geothermal Energy villages”). Institute for Applied Material Flow Management Research Report. Accessed online 4 Feb 2016: http://www.wald-rlp.de/index.php?eID=tx_nawsecured1&u=0&g=0&t=1454652674&hash=bed002693004cf203761dfc53e7679858a461768&file=fileadmin/website/fawfseiten/projekte/downloads/Insheim.pdf.

Weblink: <http://www.geothermie-insheim.de>

Étude de cas 4 : **Projet géothermique Rotliegend-3**

Lieu du projet : Pays-Bas

Date des données : 2010

Date de l'évaluation : mai 2015

Méthode de quantification : calculs stochastiques reposant sur l'incertitude des paramètres du réservoir et une configuration standard doublet/duplex

Type d'estimation (déterministe/probabiliste) : probabiliste

Résumé du projet

Le projet d'exploration géothermique Rotliegend-3 a été lancé en 2010. Il vise à fournir une charge de chaleur de base à des serres afin de remplacer un apport calorifique important provenant de systèmes thermiques et électriques alimentés au gaz. Sur la base d'une cartographie du potentiel géothermique régional [2], cette zone a été choisie en vue de mener une étude plus poussée. Cette étude comprenait une évaluation souterraine détaillée d'un sous-ensemble issu de la série de données publiques néerlandaises sur le sous-sol. Cette dernière comprenait des séries de données sur cinq puits de compensation, une série de données sismiques 3D et une série de données sismiques 2D.

En se basant sur une configuration de puits et une différence de pression sur les intervalles de production et d'injection prévues adaptées à l'objectif visé, une valeur indicative des estimations P90, P50 et P10 de la puissance géothermique estimée (MW) a été calculée à l'aide du logiciel DoubletCalc [1]. Aux Pays-Bas, la durée par défaut du permis de production est de trente-cinq ans. On prévoit que le doublet satisfera une charge de 7 000 heures par an. D'après les calculs préliminaires, du fait de la percée thermique, la performance ne sera plus rentable après cinquante-cinq ans, et il est raisonnable de penser que le permis de production sera prolongé jusqu'à la durée de vie technique du système.

À la date de cette évaluation, il existait un permis d'exploration, on s'attendait avec un niveau élevé de confiance à ce que tous les permis de forage du puits d'exploration soient obtenus dans un avenir prévisible et à ce que le permis de production soit accordé en cas de succès. On attend l'octroi de la subvention au titre du tarif d'achat [3] et de la subvention du fonds de garantie [4] pour boucler le financement.

Quantification

L'estimation de la quantification provient d'un calcul d'une valeur indicative normalisée de la puissance géothermique à l'aide du logiciel DoubletCalc, qui constitue un préalable à l'obtention d'une aide financière publique. Il s'agit d'une évaluation stochastique sur la base de l'incertitude des paramètres géologiques : épaisseur brute, rapport épaisseur nette/brute, perméabilité, profondeur et salinité des eaux de la formation (fig. 1). Les paramètres techniques et les paramètres relatifs à la conception et à l'exploitation de l'installation correspondent aux pratiques standard aux Pays-Bas.

Figure 1
Données initiales pour le calcul d'une valeur indicative de la puissance géothermique du projet

Doublet Calculator 1.4.3

nombre de simulations (-) Calculer ! Ouvrir le scénario Sauvegarder le scénario Quitter le programme

file: c:\users\mjn\ieffh\iga_resource_classification\iga_rotliegend_application_exemple2.xml

Données géotechniques initiales

A) Propriétés de l'aquifère

| Propriété | min. | médiane | max. | Propriété | valeur |
|---|---------|---------|---------|---|--------|
| perméabilité de l'aquifère (mD) | 175 | 310 | 600 | rapport kh/kv de l'aquifère | 1 |
| épaisseur nette/brute de l'aquifère (-) | 0,98 | 0,99 | 1,00 | température superficielle (°C) | 10 |
| épaisseur brute de l'aquifère (m) | 85 | 95 | 115 | gradient géothermique (°C/m) | 0,031 |
| toit de l'aquifère au puits p (m TVD) | 1 665,0 | 1 850 | 2 035,0 | [temp. aquifère moyen au puits p (°C)] | 0 |
| toit de l'aquifère au puits i (m TVD) | 1 638,0 | 1 820 | 2 002,0 | [press. init. aquifère au puits p (bars)] | 0,0 |
| salinité de l'eau de l'aquifère (ppm) | 120 000 | 180 000 | 200 000 | [press. init. aquifère au puits i (bars)] | 0,0 |

B) Propriétés du doublet et des pompes

| Propriété | valeur |
|---|--------|
| temp. sortie échangeur de chaleur (°C) | 35 |
| dist. entre puits au niveau de l'aquifère (m) | 1 460 |
| rendement du système de pompes (-) | 0,60 |
| profondeur de la pompe p (m) | 500 |
| diff. press. entre les pompes (bars) | 65 |

C) Propriétés des puits

longueur du segment de calcul (m)

| Puits de production p | | | | | Puits d'injection i | | | | |
|-----------------------|-----------------------------|---------------------------------|--|-------------------------------------|---------------------|-----------------------------|---------------------------------|--|-------------------------------------|
| Segment | section du segment p (m AH) | profondeur du segment p (m TVD) | diamètre intérieur du segment p (pouces) | rugosité du segment p (millipouces) | Segment | section du segment i (m AH) | profondeur du segment i (m TVD) | diamètre intérieur du segment i (pouces) | rugosité du segment i (millipouces) |
| 1 | 500 | 500 | 5 | 1,2 | 1 | 50 | 50 | 5 | 1,2 |
| 2 | 1 054 | 1 054 | 12,375 | 1,2 | 2 | 1 054 | 1 054 | 12,375 | 1,2 |
| 3 | 1 930 | 1 850 | 8,625 | 1,2 | 3 | 1 930 | 1 820 | 8,625 | 1,2 |
| 4 | | | | | 4 | | | | |
| 5 | | | | | 5 | | | | |
| 6 | | | | | 6 | | | | |
| 7 | | | | | 7 | | | | |
| 8 | | | | | 8 | | | | |

[] facultatif

Figure 2
Résultats des calculs probabilistes*

| Données géotechniques (initiales) | | | | Données géotechniques (finales) | | | |
|---|---------------------------|-----------|-----------|---|--------|-------|-------|
| Propriété | min. | médiane | max. | Monte Carlo (val. init. stochastiques) | P90 | P50 | P10 |
| perméabilité de l'aquifère (mD) | 175,0 | 310,0 | 600,0 | KH net de l'aquifère (DM) | 22,26 | 30,17 | 45,26 |
| épaisseur nette/brute de l'aquifère (-) | 0,98 | 0,99 | 1,0 | débit massique (kg/s) | 58,01 | 73,05 | 94,15 |
| épaisseur brute de l'aquifère (m) | 85,0 | 95,0 | 115,0 | débit volumique de la pompe (m³/h) | 188,0 | 237,6 | 306,5 |
| toit de l'aquifère au puits p (m TVD) | 1 665,0 | 1 850,0 | 2 035,0 | électricité nécessaire à la pompe (kW) | 565,8 | 715,1 | 922,4 |
| toit de l'aquifère au puits i (m TVD) | 1 638,0 | 1 820,0 | 2 002,0 | puissance géothermique (MW) | 6,38 | 8,34 | 10,95 |
| salinité de l'eau de l'aquifère (ppm) | 120 000,0 | 180 000,0 | 200 000,0 | COP (kW/kW) | 10,6 | 11,6 | 12,7 |
| Propriété | valeur | | | scén. de référence (val. init. médianes) | valeur | | |
| nombre de simulations (-) | 5 000,0 | | | KH net de l'aquifère (DM) | 29,16 | | |
| rapport kh/kv de l'aquifère | 1,0 | | | débit massique (kg/s) | 70,65 | | |
| température superficielle (°C) | 10,0 | | | débit volumique de la pompe (m³/h) | 228,7 | | |
| gradient géothermique (°C/m) | 0,031 | | | électricité nécessaire à la pompe (kW) | 688,1 | | |
| [temp. aquifère moyen au puits p (°C)] | 0,0 | | | puissance géothermique (MW) | 7,97 | | |
| [press. init. aquifère au puits p (bars)] | 0,0 | | | COP (kW/kW) | 11,6 | | |
| [press. init. aquifère au puits i (bars)] | 0,0 | | | press. aquifère au puits p (bars) | 193,2 | | |
| temp. sortie échangeur de chaleur (°C) | 35,0 | | | press. aquifère au puits i (bars) | 189,96 | | |
| dist. entre puits au niveau de l'aquifère (m) | 1 460,0 | | | diff. press. au puits p (bars) | 22,14 | | |
| rendement du système de pompes (-) | 0,6 | | | diff. press. au puits i (bars) | 34,61 | | |
| profondeur de la pompe p (m) | 500,0 | | | température aquifère au puits p* (°C) | 68,82 | | |
| diff. press. entre les pompes (bars) | 65,0 | | | température à l'échangeur de chaleur (°C) | 67,83 | | |
| diamètre extérieur du puits p (pouces) | 8,5 | | | pression à l'échangeur de chaleur (bars) | 24,73 | | |
| effet de peau du puits p (-) | 0,0 | | | | | | |
| effet de peau dû à l'angle p (-) | -0,52 | | | | | | |
| section du segment p (m AH) | 500,0 ; 1 054,0 ; 1 930,0 | | | | | | |
| profondeur du segment p (m TVD) | 500,0 ; 1 054,0 ; 1 850,0 | | | | | | |
| diamètre intérieur du segment p (pouces) | 5,0 ; 12,38 ; 8,62 | | | | | | |
| rugosité du segment p (millipouces) | 1,2 ; 1,2 ; 1,2 | | | | | | |
| diamètre extérieur du puits i (pouces) | 8,5 | | | | | | |
| effet de peau du puits i (-) | 0,0 | | | | | | |
| angle de pénétration du puits i (degrés) | -0,52 | | | | | | |
| effet de peau dû à l'angle i (-) | 50,0 ; 1 054,0 ; 1 930,0 | | | | | | |
| section du segment i (m AH) | 50,0 ; 1 054,0 ; 1 820,0 | | | | | | |
| diamètre intérieur du segment i (pouces) | 5,0 ; 12,38 ; 8,62 | | | | | | |
| rugosité du segment i (millipouces) | 1,2 ; 1,2 ; 1,2 | | | | | | |

* à la profondeur de l'aquifère moyen

* Les hypothèses économiques concernent le chauffage de serres. La fourniture de chaleur est assurée, car l'exploitant du projet est l'utilisateur de cette chaleur.

Type de produit

Le produit/produit de base est la chaleur.

Point de référence

Le point de référence se trouve du côté « non corrosif », c'est-à-dire au niveau de la boucle secondaire, de l'échangeur de chaleur où la chaleur produite est mesurée conformément aux spécifications énoncées dans les documents relatifs au tarif d'achat. L'utilisation interne d'électricité a déjà été soustraite.

Ressources énergétiques géothermiques

Ressources énergétiques géothermiques :

- Estimation basse (P90) : 8,3 PJ_{th} (330 MW an) ; 6 MW_{th} pendant 55 ans, à une charge de 7 000 h/an ;
- Meilleure estimation (P50) : 11,1 PJ_{th} (440 MW an) ; 8 MW_{th} pendant 55 ans, à une charge de 7 000 h/an ;
- Estimation haute (P10) : 15,2 PJ_{th} (605 MW an) ; 11 MW_{th} pendant 55 ans, à une charge de 7 000 h/an.

Classification selon la CCNU-2009

Catégorie E – classification et sous-classification

| Catégorie | Définition selon la CCNU-2009 | Raisonnement justifiant la classification |
|-----------------------|--|---|
| E2 | Viabilité économique probable de l'extraction et de la vente dans un avenir prévisible | <i>Économie</i> Une évaluation économique des valeurs indicatives de la puissance géothermique estimée a démontré la rentabilité de l'estimation P90. |
| <i>Sous-catégorie</i> | <i>Définition selon la CCNU-2009</i> | |
| | Sans objet | <p><i>Financement</i></p> <p>Les demandes d'aides publiques au titre des « tarifs d'achat » et du « fonds de garantie » ont été présentées et devraient être approuvées. Des prêts bancaires ont été accordés sous réserve d'une réponse positive aux demandes d'aides financières publiques. Les prêts proposés par la province ont été octroyés.</p> <p><i>Permis</i></p> <p>Le permis d'exploration requis a été délivré. L'évaluation technique du forage doit encore être vérifiée par l'autorité minière. Si l'essai de puits d'exploration donne un certain niveau de confiance quant à la viabilité économique du développement, on considère que l'octroi du permis de production est certain.</p> <p><i>Questions sociétales</i></p> <p>On ne prévoit aucune action préjudiciable du public qui soit de nature à ralentir ou à stopper la délivrance des permis nécessaires, car la géothermie appliquée au chauffage des serres est perçue par le public comme étant une énergie respectueuse de l'environnement, la solution privilégiée pour adopter une énergie verte dans ces applications et un choix opérationnel sûr.</p> |

Catégorie F – classification et sous-classification

| <i>Catégorie</i> | <i>Définition selon la CCNU-2009</i> | <i>Raisonnement justifiant la classification</i> |
|-----------------------|---|---|
| F3 | Impossibilité d'évaluer la faisabilité de l'extraction moyennant un projet de développement ou une opération minière spécifié en raison du nombre limité de données techniques | <p><i>Études géoscientifiques</i></p> <p>Des études détaillées du sous-sol ont été menées en utilisant des données de puits et les sondages sismiques 2D et 3D afin d'évaluer convenablement le potentiel géothermique. Les rapports ont permis d'évaluer le potentiel géothermique et servent de base pour la conception des puits et le plan de forage. Le rapport sur le plan de forage a été présenté à l'autorité compétente.</p> <p><i>Études techniques</i></p> <p>Un rapport sur la conception préliminaire du puits a été établi. Un rapport sur la conception préliminaire de l'installation de surface a également été établi. Ces rapports ont servi à la réalisation de l'évaluation économique. On prévoit que toutes les questions techniques recensées peuvent être résolues en appliquant les pratiques standard du secteur.</p> |
| <i>Sous-catégorie</i> | <i>Définition selon la CCNU-2009</i> | |
| F3.1 | Les études géologiques et activités de prospection effectuées sur place ont mis en évidence l'existence potentielle d'un gisement avec un degré de confiance suffisant pour justifier un forage ou des essais visant à confirmer l'existence de ce gisement dont la forme, la qualité et la quantité permettent d'évaluer la faisabilité de l'extraction. | |

Catégorie G – classification et sous-classification

| <i>Catégorie</i> | <i>Définition selon la CCNU-2009</i> | <i>Raisonnement justifiant la classification</i> |
|-----------------------|--|--|
| G4 | Quantités estimées associées à un gisement potentiel, calculées en première analyse sur la base d'éléments de preuve indirects | <p>On considère que le projet géothermique est un projet d'exploration car :</p> <p>Aucun puits n'a été foré dans le cadre du permis d'exploration ;</p> <p>Le puits de compensation le plus proche se trouve à environ 20 km. Il donne un niveau de confiance appréciable quant à la présence de l'aquifère, mais pas quant à son débit soutirable, car la « longueur de corrélation » des propriétés pertinentes du réservoir est significativement plus faible.</p> |
| <i>Sous-catégorie</i> | <i>Définition selon la CCNU-2009</i> | |
| G4.1 | Estimation basse des quantités ; | |
| G4.2 | Amélioration par rapport à G4.1, de sorte que G4.1 + G4.2 correspond à une meilleure estimation des quantités ; | |
| G4.3 | Amélioration par rapport à G4.1 + G4.2, de sorte que G4.1 + G4.2 + G4.3 correspond à une estimation haute des quantités. | |

Classification selon la CCNU-2009 et quantification

| <i>Classification</i> | <i>Quantité d'énergie</i> | <i>Informations supplémentaires</i> |
|----------------------------|--|--|
| Catégorie CCNU-2009 | Unité énergétique employée : Pétajoule (PJ) = ($\times 10^{15}$ J) | |
| E2 ; F3.1 ; G4.1 | 8,3 PJ | Il s'agit de l'estimation P90. |
| E2 ; F3.1 ; G4.2 | 2,8 PJ | Énergie supplémentaire entre l'estimation basse et la meilleure estimation. Estimation P50-P90 (11,1 - 8,3 PJ). G4.2 constitue donc une amélioration par rapport à G4.1. |
| E2 ; F3.1 ; G4.3 | 4,2 PJ | Énergie supplémentaire entre la meilleure estimation et l'estimation haute. Estimation P10-P50 (15,2 - 11,1 PJ). |

Avertissement

L'étude de cas présentée, assortie de faits et de chiffres, s'inspire librement du projet Koekoekspolder aux Pays-Bas. Des données et des informations sont accessibles au public sur le site Web de RVO² [5].

Références

- [1] DoubletCalc, <http://nlog.nl/nl/geothermalEnergy/tools.html>
- [2] ThermoGis, www.thermoGis.nl
- [3] Application documents Guarantee fund: www.RVO.nl
- [4] Feed in Tariff information, www.rvo.nl/
- [5] S. Henares, M. R. Bloemsma, M. E. Donselaar, H. F. Mijnlief, A.E. Redjosentono, H. G. Veldkamp, G. J. Weltje. 2014, The role of detrital anhydrite in diagenesis of Aeolian sandstones (Upper Rotliegend, The Netherlands), Implications for reservoir-quality.

² <http://www.rvo.nl/subsidies-regelingen/projecten/eerste-aardwarmtecluster-koekoekspolder>.

Étude de cas 5 : Région de la nappe du Rotliegend néerlandais – Échelle nationale

Lieu du projet : Réservoir du Rotliegend néerlandais (Pays-Bas)

Date des données : 2014

Date de l'évaluation : mai 2015

Méthode de quantification : calculs stochastiques reposant sur l'incertitude des paramètres du réservoir et une configuration standard doublet/duplex

Type d'estimation (déterministe/probabiliste) : probabiliste

Résumé du projet

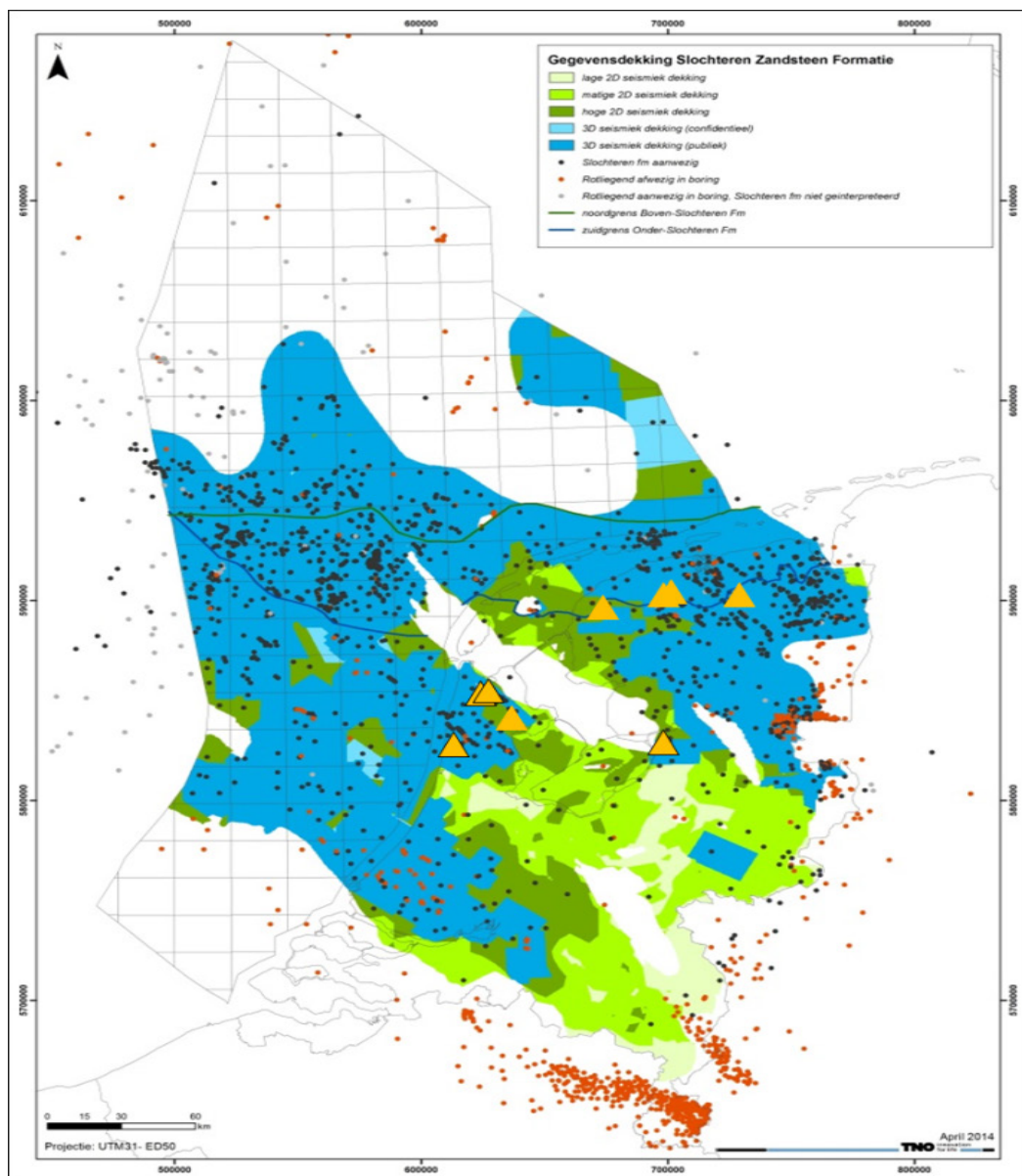
Le Rotliegend permien est un réservoir de gaz bien connu et abondant aux Pays-Bas. Dans le cadre de l'exploration et de la production gazières, il a été foré plus d'un millier de fois. L'étendue et la qualité de l'aquifère/du réservoir sont relativement bien connues. Au cours des dix dernières années, les propriétaires de serres néerlandais en particulier se sont montrés intéressés à adopter la géothermie au lieu du gaz naturel pour le chauffage des serres. La région de la nappe géothermique de Rotliegend a été cartographiée en utilisant les données de puits et les données sismiques publiques (van Wees *et al.*, 2012, ThermoGIS). La figure 1 présente les données disponibles pour l'évaluation du réservoir. Dans cette région, plusieurs projets géothermiques sont réalisés ou planifiés (fig. 1).

Actuellement, un peu moins de 70 permis géothermiques sont en vigueur (MEA 2015). Dans le cadre de trois d'entre eux, le réservoir du Rotliegend a été foré avec succès, débouchant sur l'exploitation de quatre doublets géothermiques. Environ six de ces 70 permis portent encore sur la phase d'exploration du Rotliegend. Onze permis d'exploration du Rotliegend ont expiré ou ont été retirés.

Pour tous les permis d'exploration demandés et délivrés, le Gouvernement néerlandais possède une ou plusieurs valeurs indicatives de la puissance estimée du projet que l'on entend exécuter au titre du permis. Pour les systèmes géothermiques en phase de production, il reçoit les données de production. L'exploitant géothermique doit en outre présenter son plan de production comprenant les (futurs) courbe de production et/ou puissance installée estimée, ainsi que le nombre d'heures par an à pleine charge prévues sur la durée de vie du projet. Les permis de production sont en général accordés pour trente-cinq ans sauf s'il ressort de la modélisation que le front d'eau froide franchit la limite du permis plus tôt. Lorsque l'activité se poursuit de manière satisfaisante du point de vue des opérations et de la santé, de la sécurité et de l'environnement, on suppose qu'il n'y aura aucun obstacle à la prolongation du permis.

On peut classer les divers projets définis selon la CCNU-2009 et recalculer les valeurs indicatives de la puissance estimée pour obtenir l'énergie produite sur la durée de vie du projet.

Figure 1
Carte des données pour l'évaluation de l'aquifère du Rotliegend*



* Les zones en couleur délimitent le contour de l'aquifère du Rotliegend. Les couleurs signalent la disponibilité de courbes sismiques 3D publiques (en bleu), 3D encore confidentielles (bleu clair), 2D haute densité (vert foncé) et 2D basse densité (généralement anciennes) (en vert clair). Les points représentent les puits ayant démontré la présence de l'aquifère du Rotliegend (en noir), l'absence de l'aquifère du Rotliegend (pour une raison non précisée : non déposé, fracturé, érodé) (en rouge) ou la présence de la strate du Rotliegend mais sans que l'on ait trouvé l'aquifère (en vert). Les triangles en orange situent l'emplacement des doublets visés du Rotliegend. Le contour est tracé en noir si les doublets sont réalisés/opérationnels, ou non si les doublets sont en phase de planification avancée.

Classification de la ressource géothermique des projets du Rotliegend

Projets de production

Actuellement, quatre systèmes géothermiques ont commencé à produire en exploitant l'aquifère du Rotliegend. Tous les systèmes sont en phase opérationnelle, ce qui signifie que tous les permis de production ou d'essai prolongé ont été délivrés, et on estime qu'il y a 100 % de chances d'obtenir le permis de production officiel. Cette situation correspond à la définition E1 et à la note explicative « *L'extraction et la vente sont économiquement viables si l'on se réfère à la situation du marché et à des hypothèses réalistes quant à sa situation future. Les autorisations et contrats nécessaires ont tous été confirmés, ou bien il existe des présomptions raisonnables qu'ils le seront tous dans un délai raisonnable. Le manque de dynamisme du marché sur le court terme n'a pas d'incidence sur la viabilité économique à condition que les prévisions à plus long terme demeurent positives.* »

En outre, la définition de la catégorie E1.1 met l'accent sur la situation du marché actuelle et future (*L'extraction et la vente sont économiquement viables si l'on se réfère à la situation du marché et à des hypothèses réalistes quant à sa situation future*), contrairement à E1.2 où la viabilité économique du projet repose sur des subventions publiques (spéciales) et/ou d'autres considérations (*L'extraction et la vente ne sont pas économiquement viables si l'on se réfère à la situation du marché et à des hypothèses réalistes quant à sa situation future, mais elles deviennent viables dès lors qu'elles bénéficient de subventions publiques ou que l'on prend en compte d'autres considérations*).

Dans la section I.2 intitulée « Traitement des aides publiques » des Spécifications de la CCNU-2009 pour les ressources énergétiques géothermiques, il est admis que :

- Il existe divers mécanismes d'aides publiques, instruments réglementaires et incitations financières (par exemple, tarifs d'achat, primes, subventions, crédits d'impôts, etc.) à travers le monde traduisant la valeur que l'acheteur ou l'État accorde à l'énergie renouvelable (ou géothermique, en particulier) ;
- Il se peut que certaines subventions à l'énergie soient disponibles au cas par cas selon le projet, et d'autres pour tous les projets d'énergie renouvelable/géothermique sur le marché ;
- Les subventions à l'énergie sont en général supprimées progressivement dans le temps, ou une fois que les sources d'énergie visées atteignent une certaine part de la production énergétique globale.

La viabilité économique des projets exploités considérés est renforcée par le financement apporté par le mécanisme néerlandais en faveur de la production d'énergie durable (SDE+). Il s'agit d'un système général de tarifs d'achat pour le développement de projets d'énergie renouvelable. On peut considérer qu'il permet de mettre sur un pied d'égalité toutes les sources d'énergie en produisant un effet égal aux diverses mesures de soutien (fiscalité, politique, évitement des coûts liés à la protection de l'environnement) aux sources d'énergie non durable, et donc qu'il fait partie de la situation du marché justifiant un classement dans la sous-catégorie E1.1. Il faut toutefois interpréter la définition donnée à la section I.2 au sens strict. Le projet est donc classé dans la sous-catégorie E1.2 sur l'axe E, et puisque « L'extraction a commencé », les projets sont classés dans la sous-catégorie F1.1 sur l'axe F.

Tableau 1

Liste des estimations des ressources par projet d'après la puissance installée estimée et le nombre d'heures de charge estimé. Catégorie : E1.2 ; F1.1 ; G1, 2, 3

| Projet | Estimation de la puissance (MW) | | | Estimation de la charge (nombre d'heures par an) | | | Durée de vie du projet (ans) | Estimation de l'énergie sur la durée de vie du projet (PJ) | | | |
|--------------|---|-----------|-------|--|-----------|-------|------------------------------|--|-----|-----|----|
| | Basse | Meilleure | Haute | Basse | Meilleure | Haute | | P90 | P50 | P10 | |
| I | 3 | 5 | 7 | 7 800 | 8 160 | 8 700 | 35 | 4 | 5 | 6 | |
| II | 8 | 10 | 14 | 7 200 | 7 800 | 8 640 | 35 | 9 | 10 | 12 | |
| III | 7 | 9 | 11 | 6 600 | 7 200 | 7 920 | 35 | 7 | 8 | 9 | |
| IV | 7 | 9 | 10 | 7 800 | 8 160 | 8 640 | 35 | 7 | 8 | 9 | |
| Total | Somme stochastique de la production énergétique future des quatre projets | | | | | | | | 30 | 32 | 35 |

Les estimations des ressources selon la CCNU-2009 pour les systèmes géothermiques exploités « agrégés » sont présentées ci-après :

| Catégorie CCNU-2009 | Niveau de confiance | Estimation de la ressource (PJ) |
|-------------------------|----------------------------|---------------------------------|
| E1.2 ; F1.1 ; G1 | Niveau élevé de confiance | 30 |
| E1.2 ; F1.1 ; G2 | Niveau moyen de confiance | 2 |
| E1.2 ; F1.1 ; G3 | Niveau faible de confiance | 3 |

Les systèmes géothermiques actuellement opérationnels (tableau 1) affichent une durée de vie opérationnelle plus longue que la période donnée dans le permis de production. Il convient de classer (au sens strict) les ressources que l'on considère être techniquement récupérables après la date d'expiration du permis au-delà d'un « avenir prévisible » fixé à cinq ans (sect. I.1, Spécifications de la CCNU-2009 pour les ressources énergétiques géothermiques) dans la catégorie E3 sur l'axe E. Toutefois, d'après les études, d'un point de vue technique, il est très probable que la production puisse commencer après l'expiration du permis actuel, et compte tenu de la politique de longue date d'exploitation de ressources efficaces et durables aux Pays-Bas, la prolongation du permis est en outre très certaine, de sorte que l'on peut déroger à la définition stricte de la période de cinq ans et considérer que l'avenir prévisible court jusqu'à la fin de la durée de vie technique des projets. Par conséquent, au sens large, un classement dans la catégorie E2 serait plus adapté, en renvoyant également à la sous-catégorie E3.2 pour les projets d'exploration actuellement non avancés décrits plus loin dans l'étude présentée comme exemple d'application. Cet évaluateur privilégie la catégorie E2.

La production a commencé. Par conséquent, on peut également faire valoir un classement dans la sous-catégorie F1.1.

| Projet | Estimation de la puissance (MW) | | | Estimation de la charge (nombre d'heures par an) | | | Durée de vie du projet (ans) | Estimation de l'énergie sur la durée de vie du projet (PJ) | | | |
|--------------|---|-----------|-------|--|-----------|-------|------------------------------|--|-----|-----|----|
| | Basse | Meilleure | Haute | Basse | Meilleure | Haute | | P90 | P50 | P10 | |
| I | 3 | 5 | 7 | 7 800 | 8 160 | 8 700 | 10 | 1,2 | 1,5 | 1,8 | |
| II | 8 | 10 | 14 | 7 200 | 7 800 | 8 640 | 20 | 5 | 6 | 7 | |
| III | 7 | 9 | 11 | 6 600 | 7 200 | 7 920 | 15 | 3,1 | 3,5 | 4 | |
| IV | 7 | 9 | 10 | 7 800 | 8 160 | 8 640 | 5 | 1,0 | 1,2 | 1,3 | |
| Total | Somme stochastique de la production énergétique future des quatre projets | | | | | | | | 11 | 12 | 13 |

Les estimations des ressources selon la CCNU-2009 pour les systèmes géothermiques exploités « agrégés » sont présentées ci-après :

| Catégorie CCNU-2009 | Niveau de confiance | Estimation de la ressource (PJ) |
|-----------------------|----------------------------|---------------------------------|
| E2 ; F1.1 ; G1 | Niveau élevé de confiance | 11 |
| E2 ; F1.1 ; G2 | Niveau moyen de confiance | 1 |
| E2 ; F1.1 ; G3 | Niveau faible de confiance | 1 |

Projets d'exploration

Il existe six permis d'exploration associés à des évaluations de l'estimation de la ressource spécifiques aux sites assez avancées. Par conséquent, ces projets sont classés dans la sous-catégorie F3.1 : « *les études géologiques et activités de prospection effectuées sur place ont mis en évidence l'existence potentielle d'un gisement avec un degré de confiance suffisant pour justifier un forage ou des essais visant à confirmer l'existence de ce gisement dont la forme, la qualité et la quantité permettent d'évaluer la faisabilité de l'extraction* ».

Les permis et subventions ayant été obtenus, ces projets se classent dans la catégorie E2 : « *Viabilité économique probable de l'extraction et de la vente dans un avenir prévisible* ». Dans la plupart des projets, on attend encore les derniers réglages des travaux souterrains, l'évaluation des risques et certaines décisions concernant le bouclage financier pour forer le premier puits d'exploration. Les estimations de la ressource pour chaque projet sont obtenues par un calcul stochastique à partir de la fourchette de valeurs estimées de la puissance tirée des évaluations spécifiques aux sites et de la fourchette d'estimations de la charge annuelle en heures. Par conséquent, les estimations des ressources de ces six projets d'exploration sont également additionnées par un calcul stochastique, car ces projets sont exploités indépendamment l'un de l'autre, pour donner une estimation agrégée de la ressource pour cette catégorie.

| Projet | Estimation de la puissance (MW) | | | Estimation de la charge (nombre d'heures par an) | | | Durée de vie du projet (ans) | Estimation de l'énergie sur la durée de vie du projet (PJ) | | |
|--------------|---|-----------|-------|--|-----------|-------|------------------------------|--|-----|-----|
| | Basse | Meilleure | Haute | Basse | Meilleure | Haute | | P90 | P50 | P10 |
| V | 15 | 21 | 28 | 7 500 | 8 400 | 8 700 | 35 | 18 | 22 | 26 |
| VI | 6 | 8 | 10 | 7 500 | 8 400 | 8 700 | 40 | 8 | 9 | 10 |
| VII | 6 | 12 | 17 | 7 500 | 8 400 | 8 700 | 45 | 12 | 16 | 20 |
| VIII | 13 | 20 | 30 | 7 500 | 8 400 | 8 700 | 35 | 17 | 22 | 27 |
| IX | 7 | 13 | 28 | 7 500 | 8 400 | 8 700 | 50 | 16 | 23 | 34 |
| X | 10 | 15 | 29 | 7 500 | 8 400 | 8 700 | 45 | 18 | 23 | 32 |
| Total | Somme stochastique de la production énergétique future des quatre projets | | | | | | | 104 | 116 | 129 |

Les estimations des ressources selon la CCNU-2009 pour les systèmes géothermiques de production « agrégés » sont présentées ci-après :

| Catégorie CCNU-2009 | Niveau de confiance | Estimation de la ressource (PJ) |
|-------------------------|----------------------------|---------------------------------|
| E2 ; F3.1 ; G4.1 | Niveau élevé de confiance | 104 |
| E2 ; F3.1 ; G4.2 | Niveau moyen de confiance | 12 |
| E2 ; F3.1 ; G4.3 | Niveau faible de confiance | 13 |

Estimation de la ressource de la nappe du Rotliegend

Des estimations de la ressource de la nappe ont été réalisées en utilisant l'estimation du potentiel géothermique du Rotliegend de Kramer *et al.* (2012). Selon eux, la chaleur en place du réservoir du Rotliegend s'élève à 409 000 PJ, tandis que la chaleur récupérable potentielle est de l'ordre de 111 000 PJ. En définissant des projets hypothétiques et en appliquant des contraintes générales, portant sur les aspects économiques et sur le débit, à la carte de chaleur récupérable potentielle, on obtient l'estimation de la chaleur récupérable de quelque 27 000 PJ.

Le développement des projets hypothétiques n'étant pas envisagé dans un avenir prévisible, la catégorie E3 s'applique. D'après l'évaluation économique générale de l'estimation de la chaleur récupérable, ils se classent dans la sous-catégorie E3.2, car « *il n'est pas encore possible de déterminer la viabilité économique de l'extraction faute d'informations suffisantes* ». Les valeurs de chaleur récupérable font partie de l'estimation de la chaleur récupérable potentielle. On peut donc considérer que le reste de la chaleur récupérable potentielle n'est « *pas encore économiquement viable* » et le classer dans la sous-catégorie E3.3.

Les valeurs de ressources de Kramer *et al.* (2012) présentées ci-dessus concernent tous les projets d'exploration hypothétiques de doublets géothermiques se basant sur la cartographie régionale du réservoir du Rotliegend (ThermoGIS). Ces projets hypothétiques se classent dans la catégorie F3 sur l'axe F (« *degré de réalisation des études et des engagements* »). La quantité de données utilisée pour l'établissement des cartes du réservoir revêtant le caractère d'étude géologique locale, on peut plus spécifiquement classer ces projets dans la sous-catégorie F3.2 : « *les études géologiques et activités de prospection locales indiquent l'existence potentielle d'un ou plusieurs gisements dans une partie bien précise d'une province géologique, mais il est nécessaire d'obtenir ou d'évaluer un plus grand nombre de données en vue de parvenir à un degré de confiance suffisant pour justifier un forage ou des essais visant à confirmer l'existence d'un gisement dont la forme, la qualité et la quantité permettent d'évaluer la faisabilité de l'extraction* ».

On considère que les valeurs estimées correspondent aux meilleures estimations des futurs projets d'exploration hypothétiques. Selon la CCNU-2009, « lorsqu'elle est utilisée seule, la catégorie G4 correspondra à la meilleure estimation, soit G4.1 + G4.2 ». Le tableau 2 illustre la classification des estimations de la ressource présentées ci-dessus selon la CCNU-2009.

Tableau 2

Classification de l'estimation de la ressource de la nappe du Rotliegend selon la CCNU-2009

| <i>Classification</i> | |
|---------------------------------------|--------|
| E3.2 ; F3.2 ; G4 (G4.1 + G4.2) | 27 000 |
| E3.3 ; F3.2 ; G4 (G4.1 + G4.2) | 84 000 |

Estimation de la ressource de la nappe du Rotliegend

Aux fins de la notification des ressources en portefeuille ou au niveau national, on souhaite généralement avoir une seule meilleure estimation de la ressource. On peut additionner les valeurs des systèmes géothermiques exploités à condition de préciser les différentes catégories concernées (CCNU-2009, partie II, sect. IV). Pour calculer la somme des estimations des ressources des projets d'exploration, il convient de pondérer convenablement les valeurs en fonction des risques. Pour les projets d'exploration (E2 ; F3.1 ; G4), on considère que le risque de ne pas déboucher sur un projet économiquement viable est faible. Une possibilité de découverte de 80 % est jugée réaliste. On estime que la possibilité de découverte associée à l'estimation de la chaleur récupérable de la nappe (E3.2 ; F3.2 ; G4) est significativement plus faible. C'est ce que donne à penser le nombre assez grand de permis d'exploration du réservoir du Rotliegend qui ont expiré ou ont été retirés. On estime que la possibilité de découverte est de 50 % pour cette catégorie de ressource. Le reste de la chaleur récupérable potentielle (E3.3 ; F3.2 ; G4) a très peu de chance d'être découvert. Une possibilité de découverte de 10 % est jugée réaliste. Le tableau 3 présente le résultat de l'agrégation des ressources géothermiques décrites ci-dessus.

Tableau 3

Meilleure estimation du potentiel de la ressource géothermique de la nappe du Rotliegend néerlandais

| <i>Catégorie CCNU-2009</i> | <i>Estimation de la ressource (PJ)</i> | <i>Possibilité de découverte (%)</i> | <i>Estimation de la ressource pondérée des risques (PJ)</i> |
|---|--|--------------------------------------|---|
| E1.1 ; F1.1 ; G1 + G2 | 32 | - | 32 |
| E2 ; F1.1 ; G1 + G2 | 12 | - | 12 |
| E2 ; F3.1 ; G4 (G4.1 + G4.2) | 116 | 80 | 93 |
| E3.2 ; F3.2 ; G4 (G4.1 + G4.2) | 27 000 | 50 | 13 500 |
| E3.3 ; F3.2 ; G4 (G4.1 + G4.2) | 84 000 | 10 | 8 400 |
| Ressources totales pondérées des risques | | | 22 037 |

Avertissement

Tous les chiffres donnés ici ne proviennent pas de l'exploitant, car ces derniers sont confidentiels. Les chiffres présentés sont des estimations approximatives calculées à partir des données de production et des données géologiques régionales et des chiffres opérationnels moyens. La possibilité de découverte, et par conséquent les volumes pondérés des risques, ne sont qu'une approximation. Ces valeurs ne doivent pas être utilisées à des fins de notification, car elles ne sont données qu'à titre d'illustration de la notification des ressources en portefeuille ou au niveau national décrite dans la CCNU-2009, partie II, section IV, intitulée « Notification des ressources au niveau national ».

Références

ThermoGis: http://www.thermogis.nl/thermogis_en.html

Kramers, L., van Wees, J.-D., Pluymaekers, M.P.D., Kronimus, A. & Boxem, T., 2012, Direct heat resource assessment and subsurface information systems for geothermal aquifers; the Dutch perspective. Netherlands Journal of Geosciences — Geologie en Mijnbouw, 91 – 4, pp 637 – 649.

UNFC-2009, United Nations Framework Classification for Fossil Energy and Mineral Reserves and Resources 2009. (UNFC-2009) http://www.unece.org/energy/se/unfc_2009.html

MEA 2015, NATURAL RESOURCES AND GEOTHERMAL ENERGY IN THE NETHERLANDS. 2014 Annual review. An overview of exploration, production and underground storage. (http://www.nlog.nl/resources/Jaarverslag2014/ENGLISH%20Natural%20Resources%202014%20final_v1.pdf)

van Wees J.-D., Kronimus A., van Putten M., Pluymaekers M.P.D., Mijnlief H., van Hooff P., Obdam A. & Kramers L., 2012, Geothermal aquifer performance assessment for direct heat production – Methodology and application to Rotliegend aquifers. Netherlands Journal of Geosciences — Geologie en Mijnbouw. 91 – 4, 651 – 665.

Étude de cas 6 : Chauffage urbain d'Hódmezővásárhely

Lieu du projet : Hódmezővásárhely (Hongrie)

Date des données : 2012

Date de l'évaluation : janvier 2016

Méthode de quantification : évaluation volumétrique de la chaleur

Type d'estimation (déterministe/probabiliste) : probabiliste

Résumé du projet

Hódmezővásárhely est une ville de taille moyenne de 47 668 habitants située dans le sud-est du bassin pannonien, en Hongrie, en Europe centrale. Le potentiel géothermique du bassin pannonien est exceptionnel en Europe, car il repose sur une anomalie géothermique positive caractéristique, affichant une densité de flux de chaleur située dans une fourchette de 50 à 130 MW/m², avec une valeur moyenne de 90 à 100 MW/m², et un gradient géothermique d'environ 45 °C/km (Dövényi et Horváth, 1988). Ce flux thermique accru est lié à la formation du bassin au début du Miocène moyen, où la lithosphère s'est étirée et amincie (si bien que la croûte ne fait « que » 22 à 26 km d'épaisseur) et l'asthénosphère chaude s'est rapprochée de la surface (Horváth et Royden, 1981).

Lors de la subsidence thermique du bassin, une vaste dépression s'est formée, occupée par un lac immense (le lac Pannon), qui a été progressivement comblée par des sédiments transportés par les cours d'eau, provenant des édifiantes ceintures montagneuses environnantes des Alpes et des Carpates (Bérczi et Phillips, 1985 ; Magyar *et al.*, 1999).

Ces sédiments poreux multicouches de plusieurs milliers de mètres d'épaisseur (séquence Miocène supérieur-Pliocène « pannonienne ») possèdent une faible conductivité thermique et se composent d'une succession de dépôts argileux et sablonneux. Dans cette séquence de comblement du bassin, les principaux aquifères thermaux sablonneux se trouvent entre 800 et 2 000 m de profondeur environ dans les parties intérieures du bassin où la température atteint 60 à 90 °C. Cet aquifère géothermal étendu sur la région est largement utilisé pour des applications de chauffage direct ainsi que pour le thermalisme dans de nombreuses parties du bassin pannonien, en particulier dans sa partie sud-est en Hongrie, où se situe Hódmezővásárhely.

À Hódmezővásárhely, une entreprise municipale exploite un système en cascade de 10 puits (8 de production et 2 de réinjection) depuis plus de vingt ans (Ádok, 2012). Le premier puits a été foré en 1954 en vue d'applications médicales et à des fins de chauffage urbain. Les puits polyvalents alimentent en eau les réseaux de chauffage urbain et d'eau chaude domestique et servent également à des fins de thermalisme (fig. 1). Du fait de la composition chimique de l'eau, trois puits fournissent de l'eau dite médicinale. Le système actuel consiste en deux boucles géothermales distinctes. L'eau thermique à haute température (80 à 90 °C) est d'abord guidée vers les échangeurs de chaleur des centrales de chauffage urbain. Une partie de l'eau refroidie en sortie (environ 50 °C) est ensuite dirigée vers la deuxième boucle, à savoir la conduite alimentant le réseau d'eau chaude domestique, l'autre partie étant réinjectée (à 35 °C). Une partie de l'eau destinée à l'approvisionnement en eau chaude domestique sert également au thermalisme (mélangée à de l'eau froide). Le système assure le chauffage de 2 725 appartements et 130 consommateurs publics, tels que la mairie, des hôpitaux,

des musées, des écoles, des centres commerciaux, etc. Il a été déployé en plusieurs étapes (1967, 1984, 1994-1998, 2007), et en partie cofinancé par le programme opérationnel « Environnement et énergie » du Fonds européen de développement régional, mais s'est surtout développé grâce aux ressources de la municipalité.

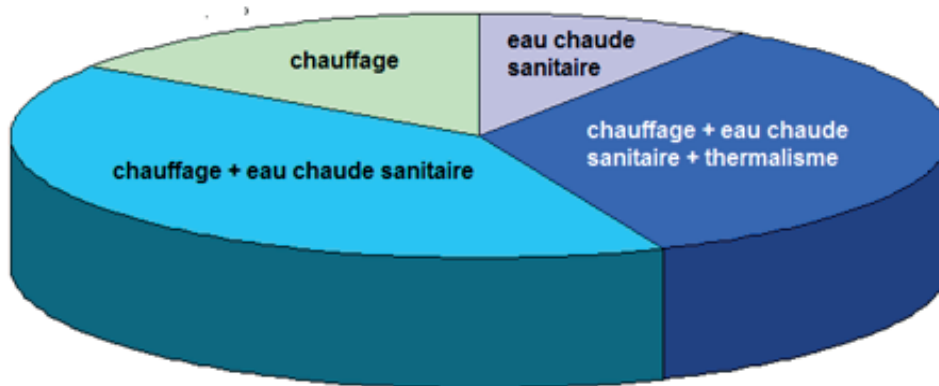
La température du flux sortant des six puits de production utilisés pour le chauffage urbain et l'eau chaude domestique se situe entre 65 et 90 °C, et la profondeur des puits atteint 1 800 à 2 400 m en moyenne. Les puits exploitent des aquifères affichant des valeurs élevées de conductivité hydraulique ($1,15$ à $5,8 \times 10^{-5}$ m/s) et de porosité effective (0,13 à 0,16) (Szanyi et Kovács, 2010), et peuvent donc assurer un débit d'eau thermique allant jusqu'à 30 l/s. Toutefois, en phase d'utilisation, le débit de production maximum s'élève à 20 l/s. (Les deux autres puits de production – qui, techniquement, font aussi partie du système – servent à l'approvisionnement en eau chaude domestique et au thermalisme. Exploitant des aquifères plus superficiels à des températures moins élevées, ils ne sont pas pris en compte dans la présente étude.)

L'utilisation intensive des puits réalisés dans les aquifères sablonneux de Haute Pannonie dans les années 1970 et 1980, qui a favorisé une baisse continue de la charge hydraulique, a incité à commencer la réinjection d'eau. Les deux puits de réinjection ont été forés en 1998 et en 2007. Toutefois, seulement 50 % environ de la quantité totale d'eau produite pour le chauffage est réinjectée (Ádok, 2012). L'injectivité se dégrade principalement du fait du colmatage des gorges de pores. Une maintenance des puits en faisant appel à un nettoyage à gaz comprimé est nécessaire tous les deux ans, car l'eau injectée est filtrée par un système microfibre. La température de réinjection moyenne est de 35 °C, permettant ainsi un bon rendement thermique (par rapport à la température de production de 80 à 90 °C). À ce jour, aucune baisse de température détectable ne s'est manifestée dans l'aquifère à une distance de 300 m du puits d'injection, en raison de la grande capacité calorifique de la matrice rocheuse (Szanyi et Kovács, 2010).

Figure 1

Répartition des utilisations à Hódmezővásárhely

Production annuelle totale du système en cascade complet (2009) : 1 605 407 m³



Depuis l'extension du système géothermique (1993), la consommation de gaz des installations de chauffage central a considérablement diminué, passant de 4,6 millions de m³ à 0,5 million de m³. En 2011, la part de la géothermie dans le chauffage total s'élevait à environ 86 %, et celle du gaz à 14 %.

L'utilisation croissante de cette énergie a un effet très positif sur la qualité de l'air, en économisant 4,5 millions de m³ de gaz par an selon les calculs, soit 4 680 t CO₂éq d'émissions évitées.

Quantification

Deux types de méthodes de quantification sont présentées (pour de plus amples informations, voir la section « Classification selon la CCNU-2009 ») : une prévision simple de la production du projet exploité actuellement et une méthode volumétrique faisant appel à une simulation de Monte Carlo afin d'estimer le potentiel (futur, encore inexploité) complet du réservoir, en se basant sur un projet théorique ou hypothétique.

La quantification de l'estimation de la ressource a été réalisée à l'aide de la méthode volumétrique en utilisant une simulation de Monte Carlo pour les paramètres du réservoir (superficie, épaisseur, température, porosité) et le coefficient d'extraction. Les hypothèses concernant le volume du réservoir se fondent sur des données de puits et les aires de recharge cumulées de chaque puits tirées de la modélisation hydrodynamique. Les données de température sont celles rencontrées aux profondeurs exploitées, calculées à partir des températures du flux sortant. Les quantités associées aux niveaux de confiance élevé, moyen et bas correspondent respectivement aux 90^e, 50^e et 10^e centiles de la distribution de probabilités cumulée obtenue. Pour plus de détails, voir l'appendice 1.

Type de produit

Chaleur (énergie destinée au chauffage).

Point de référence

Le point de référence est le point d'entrée du fluide dans l'échangeur de chaleur. Du fait de la faible distance entre les puits et la centrale et grâce aux techniques d'isolation modernes, les pertes de chaleur sont négligeables entre la tête du puits et l'échangeur de chaleur (on mesure une chute de température de 0,1 °C/km le long des conduites).

Durée de vie du projet

Le projet d'Hódmezővásárhely actuel fonctionne depuis environ vingt ans (avec un nombre de puits croissant) et devrait durer pendant encore vingt-cinq ans à la date effective de l'évaluation. On suppose ici la même durée de vie pour le projet hypothétique.

Ressources énergétiques géothermiques

Potentiel de la ressource géothermique du projet d'Hódmezővásárhely actuel :

- Meilleure estimation : 5 PJ.

Potentiel de la ressource géothermique du réservoir d'Hódmezővásárhely dans son ensemble (projet hypothétique) :

- Estimation basse : 93 PJ ;
- Meilleure estimation : 210 PJ ;
- Estimation haute : 366 PJ.

Classification selon la CCNU-2009

D'après l'historique de production du projet de chauffage urbain d'Hódmezővásárhely actuellement en fonctionnement, depuis 1994, environ 0,2 PJ sont produits chaque année, selon l'exploitant (en fonction de la demande de chaleur). Par

ailleurs, la quantité prévue de ressources disponibles estimée pour la totalité du volume du réservoir (93 PJ (P90), 210 PJ (P50) et 366 PJ (P10)) est supérieure de quelques ordres de grandeur, du fait des excellentes propriétés du réservoir, et en particulier des taux de recharge élevés. Par conséquent, le projet actuel de chauffage urbain ne récupère manifestement qu'une petite fraction de la chaleur potentiellement récupérable qui pourrait être utilisée dans l'avenir par un ou d'autres projets placés en parallèle ou en série par rapport au projet actuel. On peut donc traduire la classification selon la CCNU-2009 de deux manières dans cette région, en classant : a) le projet actuel, avancé et exploité, en établissant des prévisions de son historique de production (récupération d'une petite partie seulement de la chaleur disponible) ; et b) le ou les projets futurs potentiels susceptibles d'utiliser les ressources disponibles. Ces deux scénarios sont présentés ci-après :

Catégorie E – classification et sous-classification du projet actuel

| <i>Catégorie</i> | <i>Définition selon la CCNU-2009</i> | <i>Raisonnement justifiant la classification</i> |
|------------------|--|--|
| E1 | Confirmation de la viabilité économique de l'extraction et de la vente | |
| E1.1 | L'extraction et la vente sont économiquement viables si l'on se réfère à la situation du marché et à des hypothèses réalistes quant à sa situation future. | <ul style="list-style-type: none"> Le projet est exploité depuis vingt ans et devrait fonctionner pendant encore au moins vingt-cinq ans si l'on se base sur toutes les expériences. Le prix total de la chaleur géothermique (4,0 HUF/MJ) s'élevant à environ deux tiers du prix du gaz importé (5,58 HUF/MJ) (données 2012, 300 HUF = 1 euro), le projet est économiquement viable si l'on se réfère à la situation du marché et alimente un important marché thermique existant. Il a eu des effets très positifs quantifiés sur la réduction de la consommation de gaz et des émissions de CO₂. |

Catégorie F – classification et sous-classification du projet actuel

| <i>Catégorie</i> | <i>Définition selon la CCNU-2009</i> | <i>Raisonnement justifiant la classification</i> |
|------------------|--|--|
| F1 | Confirmation de la faisabilité de l'extraction moyennant un projet de développement ou une opération minière spécifiée | |
| F1.1 | L'extraction a commencé. | Le projet, qui s'étend progressivement, fonctionne depuis 1954. Tous les permis de production ont été délivrés et assurés sur le long terme. |

Catégorie G – classification du projet actuel

| <i>Catégorie</i> | <i>Définition selon la CCNU-2009</i> | <i>Raisonnement justifiant la classification</i> |
|------------------|---|---|
| G1 | Quantités associées à un gisement connu qui peuvent être estimées avec un niveau élevé de confiance. | En se basant sur une prévision de production, on devrait récupérer 5 PJ d'énergie thermique avec un niveau moyen de confiance pendant les vingt-cinq prochaines années (25 × 0,2 PJ). |
| G2 | Quantités associées à un gisement connu qui peuvent être estimées avec un niveau moyen de confiance. | |
| G3 | Quantités associées à un gisement connu qui peuvent être estimées avec un niveau faible de confiance. | |

Classification selon la CCNU-2009 et quantification du projet actuel

| <i>Classification</i> | <i>Quantité d'énergie</i> | <i>Informations supplémentaires</i> |
|------------------------------|---------------------------|---|
| E1.1 ; F1.1 ; G1 + G2 | 5 PJ | Prévision de l'historique de production |

Catégorie E – classification et sous-classification du ou des futurs projets potentiels

| <i>Catégorie</i> | <i>Définition selon la CCNU-2009</i> | <i>Raisonnement justifiant la classification</i> |
|------------------|--|--|
| E3 | Viabilité économique de l'extraction et de la vente improbable jusqu'à nouvel ordre*, ou bien l'évaluation en est à un stade trop précoce pour déterminer la viabilité économique. | En se basant sur l'expérience du projet et la situation du marché actuels, un ou des projets similaires devraient devenir économiquement viables dans les cinq à dix prochaines années pour exploiter les ressources encore disponibles. |

* Il convient de noter que, l'« avenir prévisible » ayant été défini comme un horizon d'au plus cinq ans dans le contexte géothermique, le fait que l'on s'attende à ce que le projet hypothétique devienne économiquement viable dans les cinq à dix prochaines années invite à le classer dans la catégorie E3.

Catégorie F – classification et sous-classification du ou des futurs projets potentiels

| <i>Catégorie</i> | <i>Définition selon la CCNU-2009</i> | <i>Raisonnement justifiant la classification</i> |
|------------------|---|--|
| F2 | Nécessité d'une évaluation plus poussée de la faisabilité de l'extraction moyennant un projet de développement ou une opération minière spécifiée | Il n'existe actuellement aucun plan de développement concret, et le ou les futurs projets exigent des investissements et des permis qui n'ont pas encore commencé. |

Catégorie G – classification du ou des futurs projets potentiels

| <i>Catégorie</i> | <i>Définition selon la CCNU-2009</i> | <i>Raisonnement justifiant la classification</i> |
|------------------|---|--|
| G1 | Quantités associées à un gisement connu qui peuvent être estimées avec un niveau élevé de confiance. | D'après une évaluation volumétrique de Monte Carlo, l'énergie géothermique récupérable est égale à 93 PJ (estimation basse) avec une probabilité de 90 %. Donc $G1 = 93 - 5 \text{ PJ} = 88 \text{ PJ}$ (5 PJ étant la valeur donnée au projet actuellement exploité, voir ci-dessus). |
| G2 | Quantités associées à un gisement connu qui peuvent être estimées avec un niveau moyen de confiance. | D'après une évaluation volumétrique de Monte Carlo, l'énergie géothermique récupérable est égale à 210 PJ (meilleure estimation) avec une probabilité de 50 %. Donc $G2 = 210 - 5 - 88 = 117 \text{ PJ}$. |
| G3 | Quantités associées à un gisement connu qui peuvent être estimées avec un niveau faible de confiance. | D'après une évaluation volumétrique de Monte Carlo, l'énergie géothermique récupérable est égale à 366 PJ (estimation haute) avec une probabilité de 10 %. Donc $G3 = 366 - 5 - 88 - 117 = 156 \text{ PJ}$. |

Classification selon la CCNU-2009 et quantification du ou des futurs projets potentiels

| <i>Classification : catégorie CCNU-2009</i> | <i>Quantité d'énergie</i> | <i>Informations supplémentaires</i> |
|---|---------------------------|--|
| E3 ; F2 ; G1 | 88 PJ | Énergie géothermique récupérable de 93 PJ (estimation basse) avec une probabilité de 90 % moins production totale prévue (5 PJ) du projet actuel. |
| E3 ; F2 ; G2 | 117 PJ | Énergie géothermique récupérable de 210 PJ (meilleure estimation) avec une probabilité de 50 % moins production totale prévue (5 PJ) du projet actuel, d'où $G2 = 210 - 5 - 88 = 117 \text{ PJ}$. |
| E3 ; F2 ; G3 | 156 PJ | Énergie géothermique récupérable de 366 PJ (estimation haute) avec une probabilité de 10 % moins production totale prévue (5 PJ) du projet actuel, d'où $G3 = 366 - 5 - 88 - 117 = 156 \text{ PJ}$. |

Références

Ádok, J. (2012): Geotermikus fűtési rendszerek- egy működő rendszer tapasztalatai – presentation at the national workshop of the Geo-DH (Promote Geothermal District Heating Systems in Europe) project, December 3, 2012, Budapest.

Bérczi, I., Phillips, R.L.(1985): Processes and depositional environments within deltaic-lacustrine sediments, Pannonian Basin, Southeast Hungary – *Geophysical Transactions*, 31, 55-74.

Dövényi, P., Horváth, F. (1988): A review of temperature, thermal conductivity and heat flow data from the Pannonian Basin, in: Royden, L.H., Horváth, F. (Eds): The Pannonian Basin a Study in Basin Evolution. – *American Association of Petroleum Geologist memoirs*, Tulsa, Oklahoma, 45, 195-233.

Horváth, F., Royden, L.H.(1981): Mechanism for formation of the intra-Carpathian basins: A review. – *Earth Evolutionary Sciences*, 1, 307-316.

Magyar, I., Geary, D.H., Müller, P.(1999): Paleogeographic evolution of the Late Miocene Lake Pannon in Central Europe. – *Palaeogeography, Palaeoclimatology, Palaeoecology*, 147, 151-167.

Szanyi, J., Kovács, B. (2010): Utilization of geothermal systems in South-East Hungary – *Geothermics* 39, 357-364.

Zilahi-Sebess L., Merényi, L., Paszera, Gy., Tóth, Gy., Boda, E., Budai, T.: Nyersanyag készletek, A hazai ásványi nyersanyag-potenciál, 5. Geotermikus energia, (Háttér tanulmány), Nemzeti Energiastratégia, Készletgazdálkodási és hasznosítási cselekvési terv, Manuscript, (2012), 84 p.

Appendice 1 – Hypothèses de l'évaluation volumétrique de Monte Carlo

Estimation des aires de recharge des puits de production

L'aquifère exploité (réservoir gréseux du Miocène supérieur) s'étire régionalement dans l'ensemble du bassin, qui est exploité par nombre d'autres utilisateurs. Il a donc fallu déterminer la « zone d'incidence » du projet, c'est-à-dire l'aire de recharge des puits de production du projet d'Hódmezővásárhely. Ces puits sont proches les uns des autres (espacés de quelques centaines de mètres) (fig. 1). D'après les résultats d'une modélisation hydrodynamique antérieure menée dans des conditions géologiques analogues sur un site proche, on peut calculer l'aire de recharge d'un puits selon l'équation : $R = 0,8 \times Q$ (Éq1) (Zilahi-Sebess *et al.*, 2012), où R est le rayon de l'aire de recharge autour d'un puits donné et Q le rendement du puits. La présente étude a porté sur les quatre principaux puits de production donnant de l'eau à haute température (80 à 90 °C) avec un rendement élevé (750 à 1 500 l/min), sans tenir compte des autres puits affichant des températures ou des rendements plus faibles dans la zone d'incidence des principaux puits exploités.

La figure 1 illustre les aires de recharge de chaque puits (courbes en noir) (le rayon varie de 600 à 1 200 m selon le rendement). La courbe en rouge correspond à la superficie cumulée des quatre aires, soit 14,2 km² au total.

Figure 1

Projet Hódmezővásárhely – puits exploités

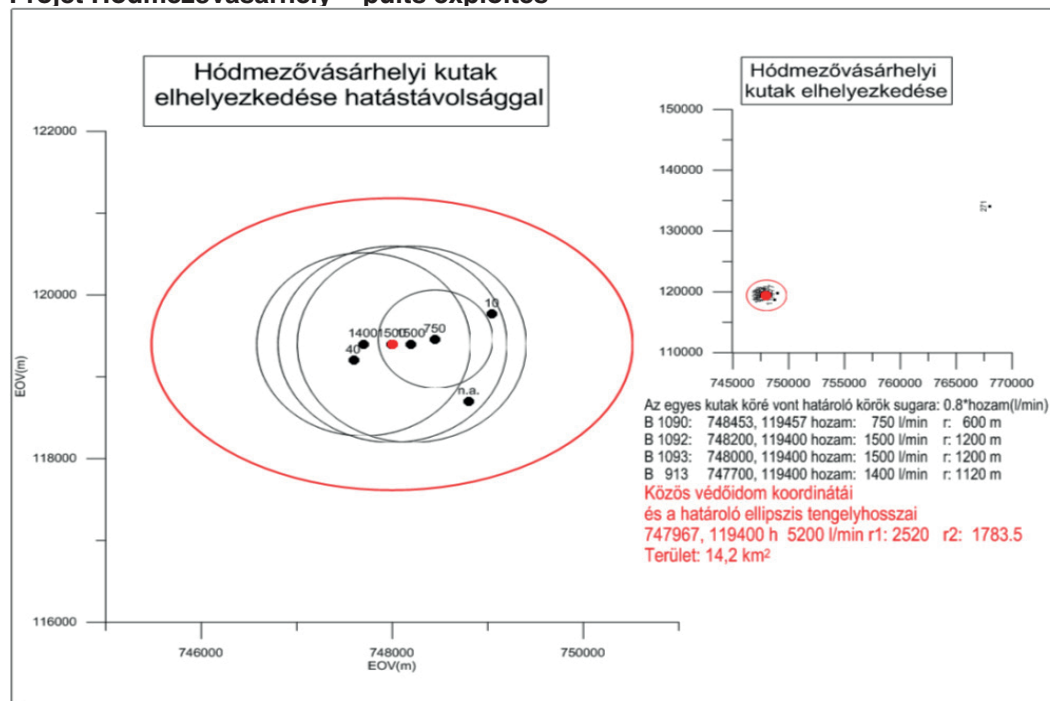


Tableau 1

Données initiales pour l'évaluation de Monte Carlo

| Superficie du réservoir (km ²) | | Épaisseur du réservoir (m) | | Température du réservoir (°C) | | Porosité (%) | | Coefficient d'extraction | |
|--|------|----------------------------|------|-------------------------------|------|--------------|------|--------------------------|------|
| min. | max. | min. | max. | min. | max. | min. | max. | min. | max. |
| 12,5 | 15,5 | 600 | 900 | 58 | 108 | 6 | 18 | 0,10 | 0,20 |

Étude de cas 7 : Pic Alto

Lieu du projet : Leyte (Philippines)

Date des données : décembre 2014

Date de l'évaluation : septembre 2015

Méthode de quantification : évaluation volumétrique de la chaleur stockée

Type d'estimation (déterministe/probabiliste) : probabiliste

Résumé du projet

Le projet géothermique du pic Alto à Leyte (Philippines) se situe sur le flanc sud-est du champ géothermique du Grand Tongonan. La zone du projet se trouve dans le périmètre du contrat de service d'énergie renouvelable géothermique GRESC 2009-10-001, un bloc de concession d'une superficie totale de 504 km² octroyé en 2009 par le Département de l'énergie philippin à la société géothermique entièrement privatisée Energy Development Corporation (EDC). Le pic Alto fait partie de ce que l'on appelait le « projet géothermique de Leyte-A » dans les années 1990, qui visait à produire 640 MW_e d'électricité supplémentaire en exploitant les ressources géothermiques de Leyte.

Les résultats encourageants des études antérieures d'exploration superficielle ont abouti à la décision de financer un programme d'exploration profonde à trois puits. De 1991 à 1992, trois puits, AP-1D, AP-2D et AP-3D, ont été forés afin de tester le modèle d'exploration, de caractériser la ressource géothermique et d'en quantifier la taille.

Les données souterraines des puits AP-1D et AP-2D ont mis en évidence la température élevée (>350 °C), la grande perméabilité et la superficie d'environ 2 km² de la ressource. D'après des analyses pétrologiques et des études des inclusions fluides, le système géothermique du pic Alto est ancien, déclinant, mais est ravivé par l'injection de chaleur et de fluides provenant de récentes intrusions magmatiques (Reyes *et al.*, 1993). La chimie du fluide produit a en outre mis en évidence un réservoir essentiellement liquide d'une température approximative de 350 à 400 °C.

Il a alors été recommandé de mener un programme de forage de délimitation à quatre puits afin de définir la plage des températures de production, de confirmer les ressources supplémentaires au-delà de la ressource prouvée, d'approfondir l'exploration et de tester la zone d'injection envisagée au nord-ouest du projet. D'autres études scientifiques, notamment des études géologiques détaillées et des mesures de la résistivité superficielle, ont été effectuées en vue du forage de puits de production de délimitation profonds supplémentaires.

D'après l'étude de faisabilité du projet en 1993 réalisée sur les cinq derniers puits forés, l'exploitation envisagée de 80 MW_e au pic Alto est techniquement et économiquement faisable. Le forage de développement a donc commencé en 1994 et s'est achevé en 1995.

En 1997, le projet du pic Alto a été examiné afin de déterminer si la ressource se prêtait à une exploitation pour la production d'électricité. Il en est ressorti que le système n'est pas commercialement viable en utilisant les technologies existantes pour faire face aux problèmes des fluides acides et aux caractéristiques des dépôts minéraux mis en évidence lors des essais de décharge (PNOC-EDC, 1997). L'examen a également montré que les contours de la ressource n'avaient pas été complètement délimités, et malgré l'estimation de la réserve d'environ 80 MW_e tirée d'une analyse de Monte Carlo par la méthode du calcul de la chaleur stockée, il existe un niveau élevé d'incertitude

concernant le potentiel de développement du projet, que l'on considère insuffisamment avancé pour permettre une mise en valeur et une exploitation commerciales. Le projet du pic Alto a donc été mis en suspens en 1997 et seuls des sondages périodiques de surveillance physique et de blocage des puits ont été réalisés.

Projet du pic Alto

En 2014, la société EDC s'est penchée sur le projet du pic Alto dans le cadre de l'évaluation globale des zones de projets de croissance potentiels au sud-est de Tongonan à Leyte, dont celles des projets de Janagdan, du Mont Lobi-Anonang, de Mahagnao et de Bato-Lunas. L'examen du pic Alto était basé sur les résultats des sondages géologiques et géochimiques réalisés de juin à septembre 2014. Les études géologiques comprenaient des cartographies lithologique et structurale et des interprétations tectoniques. Les sondages géochimiques consistaient en un rééchantillonnage des manifestations thermiques, et un examen et une réinterprétation des données sur la décharge des fluides et gaz et les isotopes stables. Une étude des données physiques souterraines a été également menée dans le cadre de l'examen. À ce jour, neuf puits de production (deux ont été cimentés) et un puits d'injection ont été forés dans la zone de projet. Une estimation de la ressource énergétique géothermique à partir des données de 1993, 1997 et 2014 a également été faite afin de réévaluer la zone en tant que projet de croissance.

Quantification

La quantification de l'énergie du projet s'appuie sur une méthode volumétrique faisant appel à une simulation de Monte Carlo. Les hypothèses concernant le volume du réservoir se sont fondées sur l'évaluation de la ressource réalisée en 1993 et 1997 en apportant les modifications jugées utiles d'après les données de référence du puits.

Le niveau de confiance associé aux estimations repose sur une simulation de Monte Carlo d'une évaluation volumétrique de la chaleur. Les quantités associées aux niveaux de confiance élevé, moyen et bas correspondent respectivement aux 90^e, 50^e et 10^e centiles de la distribution de probabilités cumulée obtenue. Les variables initiales sont présentées dans le tableau ci-après.

| <i>Variables initiales</i> | <i>Unités</i> | <i>Valeur la plus probable</i> | <i>Min.</i> | <i>Max.</i> | <i>Moyenne</i> | <i>Écart-type</i> | <i>Distribution de probabilités</i> |
|----------------------------|-----------------|--------------------------------|-------------|-------------|----------------|-------------------|-------------------------------------|
| Superficie | km ² | | 0,3287 | 3,553 | | | Triangulaire |
| Épaisseur | m | 1 700 | 1 300 | 1 950 | | | Triangulaire |
| Température | °C | 260 | 220 | 345 | | | Triangulaire |
| Coefficient d'extraction | | | | | 0,06 | 0,02 | = f (porosité) |
| Coefficient de charge | | 0,92 | 0,8 | 1,0 | | | Triangulaire |
| Température de rejet | °C | 180 | | | | | Valeur unique |

Type de produit

Le produit est l'électricité.

Point de référence

Le point de référence est le poste d'interconnexion de la centrale, où l'électricité est exportée sur le réseau national aux Philippines. L'utilisation interne d'électricité (charge parasite) a déjà été soustraite.

Ressources énergétiques géothermiques

Ressources énergétiques géothermiques :

- Estimation basse (P90) : 5 PJ (150 MW_e an) ; 6 MW_e pendant 25 ans ;
- Meilleure estimation (P50) : 15 PJ (475 MW_e an) ; 19 MW_e pendant 25 ans ;
- Estimation haute (P10) : 34 PJ (1 075 MW_e an) ; 43 MW_e pendant 25 ans.

Classification selon la CCNU-2009

Catégorie E – classification

| <i>Catégorie</i> | <i>Définition selon la CCNU-2009</i> | <i>Note explicative</i> | <i>Raisonnement justifiant la classification</i> |
|------------------|--|--|--|
| E2 | Viabilité économique probable de l'extraction et de la vente dans un avenir prévisible | Il n'a pas encore été confirmé que l'extraction et la vente sont économiquement viables mais si l'on s'appuie sur des hypothèses réalistes quant à la situation future du marché on peut raisonnablement s'attendre à ce qu'elles le soient dans un avenir prévisible. | Il n'a pas encore été confirmé si la quantité de chaleur disponible pour l'exploitation et la conversion en électricité est commercialement viable si l'on s'appuie sur des hypothèses réalistes quant à la situation future du marché local. Toutefois, le projet devrait devenir commercialement viable dans un avenir prévisible du fait de l'adoption d'incitations réglementaires (par exemple, des tarifs d'achat pour les technologies naissantes). |

Catégorie F – classification et sous-classification

| <i>Catégorie</i> | <i>Définition selon la CCNU-2009</i> | <i>Note explicative</i> | <i>Raisonnement justifiant la classification</i> |
|-----------------------|---|---|--|
| F2 | Nécessité d'une évaluation plus poussée de la faisabilité de l'extraction moyennant un projet de développement ou une opération minière spécifié | Des études préliminaires mettent en évidence l'existence d'un gisement dont la forme, la qualité et la quantité permettent d'évaluer la faisabilité de l'extraction moyennant un projet de développement ou une opération minière spécifié (tout au moins dans ses grandes lignes). Il se peut qu'il soit nécessaire de réunir de nouvelles données ou de réaliser d'autres études pour confirmer la faisabilité de l'extraction. | L'existence d'une ressource géothermique a été confirmée par les résultats et l'évaluation des neuf puits de production et du puits d'injection. Des sondages supplémentaires (magnétotelluriques et gravimétriques, par exemple) sont toutefois nécessaires pour mieux délimiter les contours de la ressource. Les travaux de recherche actuels se poursuivent afin de mettre au point des alliages résistant à la corrosion et des inhibiteurs de dépôts et d'améliorer la durabilité des puits pour démontrer l'application commerciale des matériaux/ressources nécessaires. |
| <i>Sous-catégorie</i> | <i>Définition selon la CCNU-2009</i> | | |
| F2.2 | Les activités prévues dans le cadre du projet sont en suspens, ou encore il est possible que la justification d'une exploitation commerciale soit largement retardée. | Les activités du projet sont en suspens pour des raisons n'ayant aucun lien avec le potentiel de la ressource énergétique du projet ou les connaissances concernant le potentiel physique et géochimique de la ressource ; la construction d'installations pilotes de production d'électricité pourrait être sensiblement retardée. | Le développement envisagé est en suspens du fait des questions soulevées par l'utilisation de fluides acides à haute température qui devrait influencer sur la viabilité commerciale du projet. Des essais doivent être réalisés sur les têtes de puits, les tubages et les matériaux connexes afin de démontrer la viabilité et la durabilité des opérations d'un point de vue métallurgique. |

Catégorie G – classification

| <i>Catégorie</i> | <i>Définition selon la CCNU-2009</i> | <i>Raisonnement justifiant la classification</i> |
|------------------|---|---|
| G1 | Quantités associées à un gisement connu qui peuvent être estimées avec un niveau élevé de confiance. | D'après une évaluation volumétrique de Monte Carlo, il existe une probabilité de 90 % que l'on puisse produire 6 MW _e pendant vingt-cinq ans (5 PJ). |
| G2 | Quantités associées à un gisement connu qui peuvent être estimées avec un niveau moyen de confiance. | D'après une évaluation volumétrique de Monte Carlo, il existe une probabilité de 50 % que l'on puisse produire 19 MW _e pendant vingt-cinq ans (15 PJ). Cette valeur correspond à la meilleure estimation, c'est-à-dire G1 + G2, où G2 constitue une amélioration par rapport à G1. Donc G2 = 15 - 5 = 10 PJ. |
| G3 | Quantités associées à un gisement connu qui peuvent être estimées avec un niveau faible de confiance. | D'après une évaluation volumétrique de Monte Carlo, il existe une probabilité de 10 % que l'on puisse produire 43 MW _e pendant vingt-cinq ans (34 PJ). Cette valeur correspond à l'estimation haute, c'est-à-dire G1 + G2 + G3, où G3 constitue une amélioration par rapport à G1 + G2. Donc G3 = 34 - 15 = 19 PJ. |

Classification selon la CCNU-2009 et quantification

| <i>Classification</i> | <i>Quantité d'énergie</i> | <i>Informations supplémentaires</i> |
|----------------------------|---|---|
| Catégorie CCNU-2009 | Unité énergétique employée : Pétajoule (PJ) = ($\times 10^{15}$ J) | |
| E2 ; F2.2 ; G1 | 5 PJ* | Estimation basse de la ressource énergétique géothermique. Il s'agit de l'estimation P90. |
| E2 ; F2.2 ; G2 | 10 PJ* | Énergie supplémentaire entre l'estimation basse et la meilleure estimation. Il s'agit de l'estimation P50-P90 (15 - 5 PJ), où G2 constitue une amélioration par rapport à G1. |
| E2 ; F2.2 ; G3 | 19 PJ* | Énergie supplémentaire entre la meilleure estimation et l'estimation haute. Il s'agit de l'estimation P10-P50 (34 - 15 PJ), où G3 constitue une amélioration par rapport à G1 + G2. |

* Les quantités d'énergie sont des valeurs arrondies.

Avertissement

Les exemples d'application sont donnés aux seules fins d'illustrer l'applicabilité de la CCNU-2009 à des projets d'énergie géothermique « réels ». Cet exemple d'application, assorti de faits et de chiffres, se base sur le projet du pic Alto aux Philippines. Des données et des informations sont accessibles à partir de sources publiques et dans les articles cités en références. Les chiffres concernant la ressource s'inspirent librement de ces informations.

Références

Bustamante, C.C., 1993. Reservoir simulation of the Alto Peak geothermal field, Leyte, Philippines. UNU Report No. 5, UNU Geothermal Training Programme, Iceland, 29 p.

Philippine National Oil Company – Energy Development Corporation (PNOC-EDC), 1997. Alto Peak Geothermal Field Resource Assessment Review Report (final), prepared by Mesquite Group, Inc., Harding Lawson Associates, and Dames and Moore.

Reyes, A.G., W.G. Giggenbach, J.R.M. Salera, N.D. Salonga and M.C. Vergara, 1993. Petrology and geochemistry of Alto Peak, a vapor-cored hydrothermal system, Leyte Province, Philippines. *Geothermics*, Vol. 22, Issues 5-6, Special Issue, Geothermal Systems of the Philippines, 379-519.

Étude de cas 8 : Baslay-Dauin

Lieu du projet : Baslay-Dauin, Negros oriental, Visayas (Philippines)

Date des données : août 2014

Date de l'évaluation : août 2015

Méthode de quantification : évaluation volumétrique de la chaleur

Type d'estimation (déterministe/probabiliste) : probabiliste

Résumé du projet

Situé à la pointe sud de l'île de Negros (Philippines), le projet géothermique de Baslay-Dauin couvre une superficie de 46 km² du champ géothermique du sud de Negros.

Des activités d'exploration géothermique superficielle ont été menées dans le cadre de ce projet entre 1973 et 1979 afin d'évaluer son potentiel géothermique. Les forages des deux puits d'exploration DN-1 et DN-2 se sont achevés en 1982 et 1983, respectivement. Le puits DN-1 a mis en évidence une température de 240 °C et des fluides quasi neutres affichant une teneur maximum de 3 330 mg/kg de chlorures, mais a produit une eau contenant de grandes quantités de soufre élémentaire qui laissent présager d'une ressource potentiellement acide sous la zone de forage de DN-1. Un deuxième puits DN-2 a donc été foré à 4 km au sud-ouest de DN-1 afin de rechercher la présence d'une ressource exploitable au sein de l'anomalie de faible résistivité de Nagpantaw (Harper et Arevalo, 1982).

Les deux puits d'exploration DN-1 et DN-2 ont confirmé la présence d'une source d'énergie géothermique dans la zone du projet. D'après les données de ces puits, DN-1 aurait été foré plus près de la source de chaleur et de la zone de flux ascendant, tandis que DN-2 se trouve à la périphérie de la zone de flux sortant. Cependant, le développement de la zone du projet a été relégué à un second plan, et l'entreprise Energy Development Corporation (EDC) s'est plutôt concentrée sur d'autres projets géothermiques à fort potentiel dans le pays (Bayrante *et al.*, 1982).

Projet de Baslay-Dauin

D'août 2013 à avril 2014, la société EDC a mené des campagnes de sondages géologiques, géochimiques et géophysiques (3G) dans le cadre du projet de Baslay-Dauin afin de réévaluer le potentiel de développement de ce site comme zone de croissance existante éventuelle et de déterminer son lien hydrologique avec le champ géothermique adjacent du sud de Negros. Le Département de l'énergie philippin a inscrit ce projet dans sa feuille de route pour le secteur géothermique, qui prévoit l'installation d'une capacité supplémentaire de 1 495 MW_e sur le réseau pendant la période de planification 2011-2030 (DOE, 2011). Les résultats de l'évaluation de la ressource du projet réalisée en 2014 concluent à l'existence d'une ressource distincte du champ géothermique du sud de Negros.

Le potentiel électrique de la ressource géothermique de Baslay-Dauin a été estimé en se basant sur la taille de la ressource donnée par le sondage magnétotellurique dans l'étude géologique actualisée et sur les résultats des deux puits d'exploration forés dans le projet.

Quantification

La quantification de l'énergie du projet s'appuie sur une méthode volumétrique faisant appel à une simulation de Monte Carlo. Les hypothèses concernant le volume du réservoir se sont fondées sur les résultats des sondages magnétotelluriques faits en 2013 et sur des données superficielles supplémentaires issues d'interprétations géologiques et géochimiques. Les hypothèses sur la température du réservoir se basent sur le puits DN-1.

Le niveau de confiance associé aux estimations repose sur une simulation de Monte Carlo d'une évaluation volumétrique de la chaleur. Les quantités associées aux niveaux de confiance élevé, moyen et bas correspondent respectivement aux 90^e, 50^e et 10^e centiles de la distribution de probabilités cumulée obtenue. Les variables initiales sont présentées dans le tableau ci-après.

| <i>Variables initiales</i> | <i>Unités</i> | <i>Valeur la plus probable</i> | <i>Min.</i> | <i>Max.</i> | <i>Moyenne</i> | <i>Écart-type</i> | <i>Distribution de probabilités</i> |
|----------------------------|-----------------|--------------------------------|-------------|-------------|----------------|-------------------|-------------------------------------|
| Superficie | km ² | 4,43 | 3,58 | 7,63 | | | Triangulaire |
| Épaisseur | m | 1 800 | 1 400 | 2 400 | | | Triangulaire |
| Température | °C | 250 | 220 | 270 | | | Triangulaire |
| Coefficient d'extraction | | | | | 0,06 | 0,02 | = f (porosité) |
| Coefficient de charge | | 0,92 | 0,8 | 1,0 | | | Triangulaire |
| Température de rejet | °C | 180 | | | | | Valeur unique |

Type de produit

Le produit est l'électricité.

Point de référence

Le point de référence est le poste d'interconnexion de la centrale, où l'électricité est exportée sur le réseau national aux Philippines. L'utilisation interne d'électricité (charge parasite) a déjà été soustraite.

Ressources énergétiques géothermiques

Ressources énergétiques géothermiques :

- Estimation basse (P90) : 16 PJ (500 MW_e an) ; 20 MW_e pendant 25 ans ;
- Meilleure estimation (P50) : 28 PJ (875 MW_e an) ; 35 MW_e pendant 25 ans ;
- Estimation haute (P10) : 43 PJ (1 400 MW_e an) ; 55 MW_e pendant 25 ans.

Classification selon la CCNU-2009

Catégorie E – classification et sous-classification

| <i>Catégorie</i> | <i>Définition selon la CCNU-2009</i> | <i>Raisonnement justifiant la classification</i> |
|-----------------------|---|---|
| E3 | Viabilité économique de l'extraction et de la vente improbable jusqu'à nouvel ordre, ou bien l'évaluation en est à un stade trop précoce pour déterminer la viabilité économique. | L'évaluation de la viabilité économique du projet dépendra du résultat d'une étude et d'une modélisation géoscientifiques superficielles qui serviront de base à la définition du programme de forages d'exploration et de délimitation. |
| <i>Sous-catégorie</i> | <i>Définition selon la CCNU-2009</i> | |
| E3.2 | Il n'est pas encore possible de déterminer la viabilité économique de l'extraction faute d'informations suffisantes (par exemple pendant la phase de prospection). | Une étude et une modélisation géophysiques supplémentaires (stations magnétotelluriques supplémentaires) sont nécessaires pour pouvoir améliorer la qualité des données. Les données magnétotelluriques permettront d'affiner le modèle géophysique qui alimentera les estimations de la chaleur stockée et les estimations volumétriques révisées de la chaleur stockée. |

Catégorie F – classification et sous-classification

| <i>Catégorie</i> | <i>Définition selon la CCNU-2009</i> | <i>Raisonnement justifiant la classification</i> |
|-----------------------|---|--|
| F2 | Nécessité d'une évaluation plus poussée de la faisabilité de l'extraction moyennant un projet de développement ou une opération minière spécifiée | L'existence d'une ressource géothermique a été confirmée par les résultats des puits d'exploration profonde, tandis que l'évaluation de la ressource existante et le calcul de la chaleur stockée ont mis en évidence la présence d'une ressource commercialement productive. Des sondages magnétotelluriques supplémentaires sont toutefois nécessaires pour affiner le modèle et la délimitation des contours de la ressource. Il faut effectuer d'autres forages et essais d'exploration pour approfondir l'évaluation de la décharge du puits et les caractéristiques de la ressource. |
| <i>Sous-catégorie</i> | <i>Définition selon la CCNU-2009</i> | |
| F2.2 | Les activités prévues dans le cadre du projet sont en suspens, ou encore il est possible que la justification d'une exploitation commerciale soit largement retardée. | Le développement envisagé est en suspens en attendant les résultats des sondages magnétotelluriques supplémentaires, de l'évaluation de la ressource et de l'estimation de la chaleur stockée. D'autres résultats de forages d'exploration et de délimitation sont nécessaires pour justifier un développement commercial. Le projet s'inscrit dans le Programme énergétique philippin qui devrait être révisé par le nouveau gouvernement en 2016. |

Catégorie G – classification

| <i>Catégorie</i> | <i>Définition selon la CCNU-2009</i> | <i>Raisonnement justifiant la classification</i> |
|------------------|---|---|
| G1 | Quantités associées à un gisement connu qui peuvent être estimées avec un niveau élevé de confiance. | D'après une évaluation volumétrique de Monte Carlo, il existe une probabilité de 90 % que l'on puisse produire 20 MW _e dans la zone pendant vingt-cinq ans (16 PJ). |
| G2 | Quantités associées à un gisement connu qui peuvent être estimées avec un niveau moyen de confiance. | D'après une évaluation volumétrique de Monte Carlo, il existe une probabilité de 50 % que l'on puisse produire 35 MW _e pendant vingt-cinq ans (28 PJ). Cette valeur correspond à la meilleure estimation, c'est-à-dire G1 + G2, où G2 constitue une amélioration par rapport à G1. Donc G2 = 28 - 16 = 12 PJ. |
| G3 | Quantités associées à un gisement connu qui peuvent être estimées avec un niveau faible de confiance. | D'après une évaluation volumétrique de Monte Carlo, il existe une probabilité de 10 % que l'on puisse produire 55 MW _e pendant vingt-cinq ans (43 PJ). Cette valeur correspond à l'estimation haute, c'est-à-dire G1 + G2 + G3, où G3 constitue une amélioration par rapport à G1 + G2. Donc G3 = 43 - 28 = 15 PJ. |

Classification selon la CCNU-2009 et quantification

| <i>Classification</i> | <i>Quantité d'énergie</i> | <i>Informations supplémentaires</i> |
|----------------------------|---|---|
| Catégorie CCNU-2009 | Unité énergétique employée : Pétajoule (PJ) = ($\times 10^{15}$ J) | |
| E3 ; F2.2 ; G1 | 16 PJ* | Estimation basse de la ressource énergétique géothermique. Il s'agit de l'estimation P90. |
| E3 ; F2.2 ; G2 | 12 PJ* | Énergie supplémentaire entre l'estimation basse et la meilleure estimation. Il s'agit de l'estimation P50-P90 (28 - 16 PJ), où G2 constitue une amélioration par rapport à G1. |
| E3 ; F2.2 ; G3 | 15 PJ* | Énergie supplémentaire entre la meilleure estimation et l'estimation haute. Il s'agit de l'estimation P10-P50 (43 - 28 PJ), où G3 constitue une amélioration par rapport à G1 + G2. |

* Les quantités d'énergie sont des valeurs arrondies.

Avertissement

Les exemples d'application sont donnés aux seules fins d'illustrer l'applicabilité de la CCNU-2009 à des projets d'énergie géothermique « réels ». Cet exemple d'application, assorti de faits et de chiffres, se base sur le projet de Baslay-Dauin aux Philippines. Des données et des informations sont accessibles à partir de sources publiques et dans les articles cités en références. Les chiffres concernant la ressource s'inspirent librement de ces informations.

Références

Bayrante *et al.*, 1997. A review of the origin of sulphur in DN-1 discharge and its implication for future development, Dauin geothermal prospect, Central Philippines. *GRC Trans.* Vol. 21, p. 603-608.

Bayrante *et al.*, 1997. Development potential of the Dauin geothermal prospect, Negros Oriental, Philippines. *GRC Trans.* Vol. 21, p. 609-615.

Department of Energy, Philippines, 2011. Renewable Energy Plans and Programs (2011-2030), 67 p.

Harper, R. T. and E. M. Arevalo, 1982. A geoscientific evaluation of the Baslay-Dauin prospect, Negros Oriental, Philippines. *Proc. Pacific Geothermal Conference and New Zealand Geothermal Congress.*

Étude de cas 9 : Système de chauffage urbain géothermique de Canavese

Lieu du projet : Milan (Italie)

Date des données : 2010

Date de l'évaluation : décembre 2015

Méthode de quantification : simulation

Type d'estimation (déterministe/probabiliste) : scénario déterministe

Résumé du projet

Le projet concerne l'intégration d'une pompe à chaleur sur aquifère au sein du système de chauffage urbain de « Canavese » Milan (Italie). Compte tenu de son savoir-faire dans les domaines de la cogénération, des réseaux de chauffage urbain et des applications des pompes à chaleur, A2A S.p.A (anciennement AEM) a décidé d'exploiter la grande disponibilité des eaux souterraines de la région de Milan à des fins énergétiques. La société a entamé un plan de développement pour l'intégration de pompes à chaleur sur aquifère dans une partie des centrales de chauffage urbain, dont celle de « Canavese ».

Le présent document illustre la classification du projet conformément aux spécifications pour l'application de la Classification-cadre aux ressources énergétiques géothermiques.

Contexte local et hydrogéologique

Milan se classe au deuxième rang des villes italiennes les plus peuplées (1,3 million d'habitants). Elle se caractérise par une agglomération urbaine polycentrique, connue sous le nom de « Grand Milan », abritant plus de 5 millions d'habitants sur 2 945 km² (1 651 habitants/km²). C'est le principal centre industriel, commercial et financier d'Italie, et sa demande totale d'énergie primaire pour le chauffage des bâtiments est d'environ 10⁶ tep par an [1].

La ville se situe dans le nord de l'Italie, au centre de la plus grande plaine alluviale du pays (vallée du Pô), dans une zone qui se prête très bien à l'exploitation des eaux souterraines. Le contexte hydrologique se caractérise par la présence de nombreux cours d'eau associés à un réseau de canaux artificiels et de sources naturelles. D'un point de vue géologique, la couche aquifère superficielle (jusqu'à une profondeur de 30 à 50 m) se compose de graviers et de sable grossier qui constituent une première nappe d'eau libre. Une fine couche argileuse et une deuxième strate de sable grossier ou moyen, de graviers et d'argile forment ensuite un deuxième aquifère semi-captif jusqu'à une profondeur de 100 à 150 m. L'eau souterraine s'écoule du nord et du nord-ouest (aire de recharge) vers le sud en direction du Pô. La recharge de l'aquifère est essentiellement assurée par les précipitations locales et alpines (880 à 1 300 mm/an et 1 000 à 2 200 mm/an, respectivement) et l'infiltration des eaux superficielles provenant des cours d'eau et des canaux.

Historiquement, la région milanaise a connu un pompage important des nappes phréatiques à des fins résidentielles et industrielles. Dans les années 1970, plusieurs milliers de puits étaient exploités dans la région, donnant une production d'eau maximum de plus d'un milliard de mètres cubes par an. Depuis les années 1980, l'extraction d'eau souterraine a sensiblement diminué, sous l'effet du transfert de l'activité industrielle hors de la zone urbaine. Le niveau d'eau a alors augmenté, occasionnant de fréquentes inondations des sous-sols. Aujourd'hui, des centaines de

puits fonctionnent afin d'abaisser la surface libre de la nappe autour des bâtiments, en rejetant le fluide dans les canaux superficiels, sans qu'il soit utilisé à quelque fin que ce soit. Cependant, le niveau d'eau reste à quelques mètres de profondeur dans de nombreuses parties de la ville, créant un risque d'inondation.

L'utilisation énergétique des eaux souterraines progresse constamment dans la région milanaise, également grâce à la promotion engagée par l'administration publique locale. Malgré quelques questions en suspens concernant l'autorisation des installations et la réglementation de l'exploitation, de nombreuses pompes à chaleur sur aquifère ont été installées dans la zone urbaine, démontrant la pertinence et la viabilité de cette technologie dans le contexte local.

Description de la centrale de Canavese

La centrale de production de chaleur de Canavese représente la première expérience italienne de pompe à chaleur sur aquifère couplée à un vaste système de chauffage urbain. L'équipement préexistant se compose d'une centrale de cogénération comprenant trois moteurs au gaz naturel d'une puissance installée totale de $15,1 \text{ MW}_e$. La puissance thermique totale récupérée sur les gaz d'échappement et le circuit de refroidissement intermédiaire est d'environ $13,2 \text{ MW}_{th}$. Des chaudières de pointe/secours d'une capacité totale de $45,0 \text{ MW}_{th}$ sont installées.

Une pompe à chaleur de 15 MW_{th} sera insérée dans le système de production décrit ci-dessus afin d'exploiter l'eau souterraine disponible en abondance dans la région (voir la section précédente) et d'en tirer des avantages en termes d'économies d'énergie primaire et de réduction de la consommation de combustibles fossiles et des émissions de gaz.

L'eau souterraine représente la source thermique froide : elle est extraite de l'aquifère le plus superficiel à l'aide de six puits (à une profondeur de 25 à 30 m) à une température de 15 °C . Le débit nominal et la chute de température nominale dans l'évaporateur sont d'environ $1\ 100 \text{ m}^3/\text{h}$ et 7 °C , respectivement. Le système d'évacuation comprend trois puits d'injection déchargeant l'eau en surface dans le Lambro voisin. L'énergie de pompage nécessaire pour la boucle géothermale représente environ 15 % de l'énergie entrant dans le compresseur de la pompe à chaleur. La température nominale de fourniture au réseau de chauffage urbain est égale à 90 °C et la chute de température dans le condenseur s'élève à près de 25 °C . L'énergie thermique produite par la pompe à chaleur, la chaleur récupérée sur les moteurs au gaz et les chaudières de secours peut être directement injectée sur le réseau de chauffage urbain ou accumulée dans des réservoirs de stockage ($3\ 000 \text{ m}^3$).

La technologie de pompe à chaleur s'appuie sur le savoir-faire spécifique acquis dans le cadre de systèmes de chauffage urbain en Suède. Dans les conditions de sources thermiques décrites ci-dessus, la pompe à chaleur peut fournir 15 MW_{th} avec un coefficient de performance (COP) nominal égal à 3. Le schéma théorique et les données nominales des centrales de chauffage urbain de Canavese sont résumés dans la figure 2 et le tableau 1, respectivement.

Quantification

La conception de l'équipement et la quantification des flux d'énergie sur la durée de vie opérationnelle escomptée (vingt ans) ont fait appel à un algorithme d'optimisation par programmation linéaire mixte (MILP) afin d'évaluer la meilleure configuration du système et la gestion associée. La fonction objective employée est la valeur actualisée nette à la fin de la durée de vie du système, donnée par la différence cumulée entre les recettes tirées de la

vente d'énergie électrique et thermique et les dépenses d'installation, d'exploitation et de maintenance. On trouvera de plus amples informations sur la procédure d'optimisation dans [1].

L'exactitude du modèle de simulation tient à trois facteurs principaux : a) la prévision de l'évolution de la charge thermique sur la durée de vie du projet (vingt ans), b) l'écart réel entre les rendements nominal et opérationnel des générateurs de chaleur (y compris la pompe à chaleur), et c) le nombre réel d'« heures équivalent pleine charge » des générateurs de chaleur (y compris la pompe à chaleur). On trouvera de plus amples informations sur les hypothèses de simulation dans [1].

Type de produit

Ce projet génère deux produits énergétiques : l'électricité produite par les moteurs de cogénération et la chaleur fournie au réseau de chauffage urbain. Toutefois, dans ce cas, la production d'électricité n'est pas tirée de la source d'énergie géothermique. Par conséquent, l'électricité produite ne constitue pas un produit énergétique géothermique, bien qu'elle ait une incidence sur l'évaluation économique du projet.

Dans ce projet, il existe un produit énergétique géothermique *hybride* correspondant à la *chaleur* injectée sur le réseau de chauffage urbain (point D dans les figures 1 et 2). Il est obtenu en conjuguant l'énergie thermique fournie par les moteurs au gaz et les chaudières de secours à la production thermique de la pompe à chaleur géothermique (point B dans les figures 1 et 2).

L'énergie cumulée échangée dans l'évaporateur de la pompe à chaleur (point A dans les figures 1 et 2) correspond à l'énergie extraite de la source d'énergie géothermique réelle.

Point de référence

Selon la définition donnée dans la section A des spécifications pour l'application de la Classification-cadre aux ressources énergétiques géothermiques, ces ressources correspondent aux quantités cumulées de produits énergétiques géothermiques qui seront extraits de la source d'énergie géothermique. Ainsi, afin d'exclure la production d'électricité (qui, en l'occurrence, n'est pas tirée d'une telle source), il convient de choisir le point A comme point de référence pour la notification des produits et ressources énergétiques géothermiques réels.

Par ailleurs, on admet que le point B serait peut-être plus pertinent pour décrire ce que fournit réellement le système global de pompe à chaleur géothermique, bien qu'il faudrait considérer le produit et la ressource en ce point comme étant « hybrides » (c'est-à-dire seulement en partie géothermiques).

D'après les figures 1 et 2, l'évaluation du bilan énergétique global du projet se base sur quatre points d'évaluation pour distinguer l'énergie échangée avec la source géothermique (point A), la production thermique de la pompe à chaleur (point B), l'énergie tirée (point C) et la chaleur totale injectée sur le réseau de chauffage urbain (point D). D'autres quantités d'énergie importantes et les points d'évaluation correspondants sont présentés dans la figure 2. Les points B et D correspondent à des quantités d'énergie hybrides obtenues en conjuguant différentes formes d'énergie, dont une seule est géothermique.

Dans cette évaluation, le point A est choisi comme point de référence aux fins de la notification et de la classification des ressources énergétiques géothermiques selon la CCNU-2009. Par souci de clarté, les principales quantités d'énergie sont toutes résumées dans la figure 2 et le tableau 2.

Figure 1

Points de référence pour l'évaluation des projets de pompes à chaleur géothermique en mode chauffage

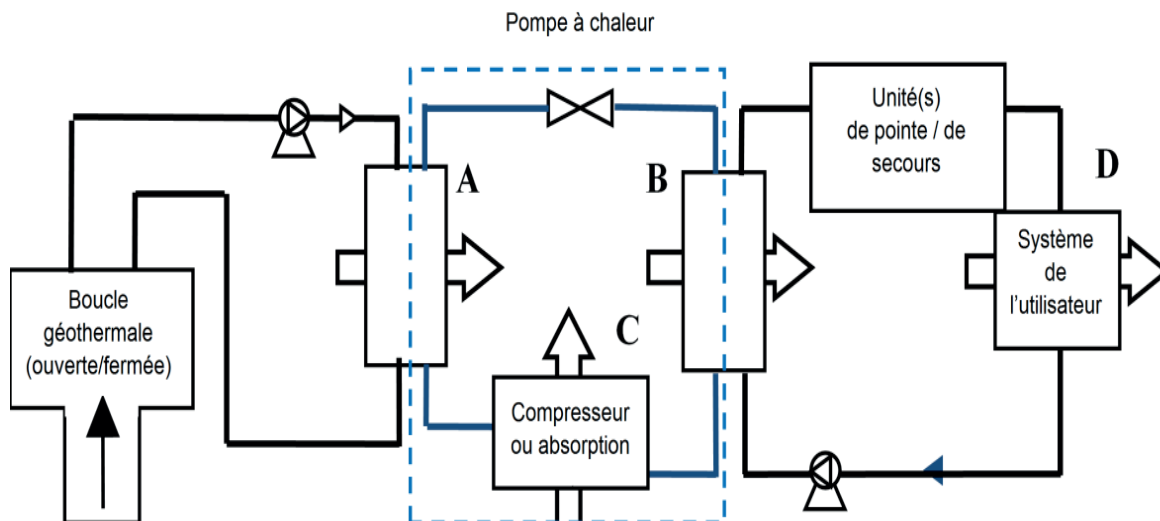
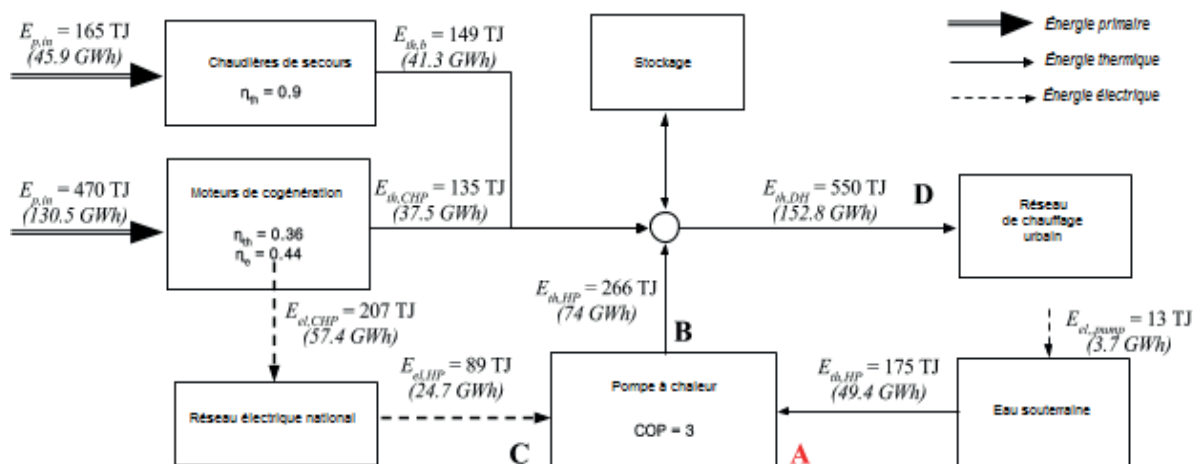


Figure 2

Schéma simplifié et flux d'énergie de la centrale de « Canavese »*



* Les quantités présentées sont basées sur une année d'exploitation de référence. Les lettres A, B, C et D désignent les quatre points d'évaluation utilisés dans l'analyse de la pompe à chaleur géothermique illustrée dans la figure 1. Le point de référence pour l'évaluation des ressources énergétiques géothermiques apparaît en rouge (point A).

Tableau 1

Capacités et rendements nominaux de la centrale de production de chaleur de « Canavese »

| Générateur de chaleur | Capacité électrique | Rendement électrique | Capacité thermique | Rendement thermique/COP |
|-----------------------|----------------------|----------------------|-----------------------|-------------------------|
| Moteurs au gaz | 15,1 MW _e | 0,44 | 13,2 MW _{th} | 0,36 |
| Pompe à chaleur* | | | 15,0 MW _{th} | 3 |
| Chaudières | | | 45,0 MW _{th} | 0,9 |
| Total | 15,1 MW _e | | 73,2 MW _{th} | |

* Température de fourniture au réseau de chauffage urbain : 90 °C.

Tableau 2

Quantités d'énergie sur la durée de vie du projet (vingt ans) et points d'évaluation

| <i>Estimation</i> | <i>Point A*</i> | <i>Point B*</i> | <i>Point C*</i> | <i>Point D*</i> |
|----------------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|
| Estimation basse | - | - | - | - |
| Meilleure estimation | 3,5 PJ | 3,5 PJ | 1,8 PJ | 11 PJ |
| Estimation haute | - | - | - | - |

* Pour l'emplacement du point de référence, voir les figures 1 et 2.

Classification selon la CCNU-2009**Catégorie E – classification et sous-classification**

| <i>Catégorie</i> | <i>Définition selon la CCNU-2009</i> | <i>Raisonnement justifiant la classification</i> |
|-----------------------|--|--|
| E1 | Confirmation de la viabilité économique de l'extraction et de la vente | Des essais de puits, l'expérience antérieure et les résultats de la simulation ont montré la faisabilité et la viabilité du projet, en tenant également compte du cadre réglementaire et de l'acceptabilité sociale dans la région milanaise. Toutes les autorisations nécessaires ont été confirmées par les autorités compétentes. |
| <i>Sous-catégorie</i> | <i>Définition selon la CCNU-2009</i> | |
| E1.1 | L'extraction et la vente sont économiquement viables si l'on se réfère à la situation du marché et à des hypothèses réalistes quant à sa situation future. | |

Catégorie F – classification et sous-classification

| <i>Catégorie</i> | <i>Définition selon la CCNU-2009</i> | <i>Raisonnement justifiant la classification</i> |
|-----------------------|---|---|
| F1 | Confirmation de la faisabilité de l'extraction moyennant un projet de développement ou une opération minière spécifié | Le projet concerne l'installation d'une pompe à chaleur sur aquifère dans une centrale de production de chaleur déjà exploitée d'un réseau de chauffage urbain. |
| <i>Sous-catégorie</i> | <i>Définition selon la CCNU-2009</i> | Compte tenu du savoir-faire d'A2A S.p.A en matière de conception et de gestion de systèmes de chauffage urbain, des résultats de la simulation, de l'utilisation de technologies établies et des conditions favorables de la source géothermique, la faisabilité du projet est confirmée. |
| F1.3 | Des études suffisamment détaillées qui ont été menées à terme mettent en évidence la faisabilité de l'extraction moyennant la mise en place d'un projet de développement ou d'une opération minière spécifié. | |

Catégorie G – classification

| <i>Catégorie</i> | <i>Définition selon la CCNU-2009</i> | <i>Raisonnement justifiant la classification</i> |
|------------------|--|---|
| G1* | Quantités associées à un gisement connu qui peuvent être estimées avec un niveau élevé de confiance. | Le niveau d'incertitude des quantités d'énergie notifiées ne tient pas à la caractérisation de la source géothermique, car les conditions hydrogéologiques de la région ont déjà été évaluées dans le cadre de l'exploitation de puits voisins pendant des décennies. L'exactitude de la simulation dépend des hypothèses concernant le rendement des générateurs de chaleur, la prévision de la charge thermique et l'évolution des prix sur la durée de vie du système. |
| G2* | Quantités associées à un gisement connu qui peuvent être estimées avec un niveau moyen de confiance. | |

* Il convient de noter que le classement dans la catégorie G1 + G2 s'est fondé sur les résultats publiés dans [1], obtenus en appliquant un algorithme d'optimisation, en prenant la valeur actualisée nette du projet comme fonction objective et en supposant un seul scénario de charge. Il faudrait établir un classement final, comprenant des estimations G1 et G3, afin de donner une idée de toute la marge d'incertitude de l'estimation.

Classification selon la CCNU-2009 et quantification

| <i>Classification</i> | <i>Quantité d'énergie</i> | <i>Informations supplémentaires</i> |
|------------------------------|-----------------------------------|---|
| Catégorie CCNU-2009 | | Les quantités d'énergie concernent seulement la pompe à chaleur sur aquifère. D'autres flux d'énergie importants sont présentés dans la figure 2. |
| E1.1 ; F1.3 ; G1 + G2 | Point de référence A* : 3,5 PJ | Capacité de chauffage nominale de la pompe à chaleur : 15 MW _{th} . COP nominal : 3. Durée de vie supposée du projet : vingt ans. L'équipement géothermique fournit près de 50 % de la production de chauffage totale de la centrale de production globale. |

* Pour des explications sur les points de référence, voir les figures 1 et 2.

Référence

[1] Sparacino M, Camussi M, Colombo M, Carella R, Sommaruga C, "The world's largest geothermal district heating using groundwater under construction in Milan (ITALY): AEM unified heat pump project", Proceedings of EGC 2007, Unterhaching, Germany, 30 May – 1 June 2007.

Étude de cas 10 : Système de pompe à chaleur géothermique sur sondes verticales

Lieu du projet : Italie

Date des données : 2013

Date de l'évaluation : mai 2015

Méthode de quantification : simulation

Type d'estimation (déterministe/probabiliste) : déterministe

Résumé du projet

Le projet concerne l'installation d'une pompe à chaleur géothermique sur sondes verticales dans un bâtiment de bureaux à Pise (Italie). Il fournit des services de chauffage et de refroidissement. Le système global de pompe à chaleur géothermique sur sondes verticales comprend 10 sondes verticales, une pompe à chaleur géothermique et une pompe à chaleur aérothermique qui assure la production de pointe/secours. Des ventilo-convecteurs sont utilisés en guise de boîtes de fin de course.

Le présent document illustre la classification du projet conformément aux spécifications pour l'application de la Classification-cadre aux ressources énergétiques géothermiques.

Bâtiment et charge thermique de référence

La charge thermique de l'utilisateur final présente le profil type de bâtiments de bureaux sous un climat méditerranéen ayant à la fois des besoins de chauffage et de refroidissement. La courbe de charge a été évaluée sur une année météorologique type [1] à l'aide d'un simulateur énergétique dynamique du commerce pour le bâtiment. Les principales données sur la charge thermique du bâtiment sont présentées dans le tableau 1.

Tableau 1

Charges mensuelles de chauffage et de refroidissement du bâtiment

| <i>Paramètre</i> | <i>Valeur</i> |
|--|---------------|
| Demande annuelle de chauffage ^a – MWh | 68 (245 MJ) |
| Demande annuelle de refroidissement ^b – MWh | 80 (288 MJ) |
| Charge de pointe de chauffage – kW | 40 |
| Charge de pointe de refroidissement – kW | 60 |

^a Température de fourniture à la boucle de l'utilisateur final du bâtiment : 45 °C.

^b Température de fourniture à la boucle de l'utilisateur final du bâtiment : 7 °C.

Réservoir géothermique

Le réservoir géothermique a été étudié en réalisant un essai de réponse thermique selon la procédure décrite dans les normes techniques actuelles [2]. La capacité volumétrique du sol a été supposée égale à $2,25 \times 10^6$ J/(m³K). Les effets sur l'aquifère sont négligeables. Les valeurs de conductivité et diffusivité thermiques effectives obtenues lors de l'essai de réponse thermique sont présentées dans le tableau 2.

Échangeurs de chaleur géothermiques (sondes verticales)

Le champ de sondes comprend 10 trous de forage (boucle fermée) disposés selon un schéma type de 3×3-plus-1 avec une configuration « double U ». La résistance thermique R_b du trou de forage [3] a été évaluée en faisant appel à une simulation par la méthode des éléments finis 2D. Les caractéristiques géométriques et thermiques des trous de sonde sont résumées dans le tableau 2.

Tableau 2

Propriétés thermiques du sol et caractéristiques thermiques et géométriques des sondes géothermiques

| <i>Paramètre</i> | <i>Valeur</i> |
|--|---------------|
| <i>Source géothermique</i> | |
| Conductivité thermique du sol – W/(mK) | 1,8 |
| Diffusivité thermique du sol – mm ² /s | 0,8 |
| Sondes géothermiques | |
| Profondeur des sondes – m | 100 |
| Diamètre des sondes – cm | 15 |
| Configuration des sondes | Double U |
| Nombre de sondes | 10 |
| Espacement entre les trous de sondes [m] | 10 |
| Diamètre du tubage des sondes (extérieur – intérieur) [cm] | 4 – 3,4 |
| Écartement entre les deux branches du U [cm] | 9,5 |
| Résistance thermique des sondes [mK/W] | 0,06 |

Générateurs de chaleur : pompe à chaleur géothermique et unité de secours

Dans ce projet, une pompe à chaleur eau/eau électrique associée à un régulateur à capacité variable constitue le générateur de chaleur et de refroidissement principal. Les données de performance nominale sont présentées dans le tableau 3. Le coefficient de performance (COP) et le taux de rendement énergétique correspondent à la puissance thermique utile divisée par la puissance d'entrée en modes chauffage et refroidissement, respectivement.

Tableau 3

Performances nominales de la pompe à chaleur géothermique dans les conditions nominales [4]

| <i>Pompe à chaleur géothermique</i> | | | |
|-------------------------------------|-----------------------------|----------------------------|-------------------------------|
| Capacité de chauffage | Capacité de refroidissement | Coefficient de performance | Taux de rendement énergétique |
| 39,2 kW | 58,2 kW | 3,9 | 4 |

L'unité de chauffage et refroidissement de secours/pointe est une pompe à chaleur réversible air/eau électrique associée à un régulateur à capacité variable. Les données de performance nominale sont présentées dans le tableau 4.

Tableau 4

Performances nominales de la pompe à chaleur aérothermique dans les conditions nominales [4]

| <i>Unité aérothermique</i> | | | |
|----------------------------|-----------------------------|----------------------------|-------------------------------|
| Capacité de chauffage | Capacité de refroidissement | Coefficient de performance | Taux de rendement énergétique |
| 11,8 kW | 17,5 kW | 2,6 | 2,7 |

La pompe à chaleur aérothermique est supposée fonctionner pendant les mois doux où le coefficient de capacité de la pompe à chaleur géothermique serait inférieur à la vitesse minimum admissible du compresseur (c'est-à-dire hors de la plage de régulation). Elle sert donc pendant les mois où la température de refroidissement est suffisamment élevée pour éviter le gel.

Quantification

La conception de l'équipement et la quantification des flux d'énergie sur la durée de vie opérationnelle escomptée (vingt ans) ont fait appel à un modèle développé en interne en se basant sur les normes techniques actuelles et les publications scientifiques. On trouvera de plus amples informations sur la procédure de simulation dans [3].

L'exactitude du modèle de simulation tient principalement à la prévision de l'évolution de la charge thermique sur la durée de vie du projet (vingt ans). Par ailleurs, il n'a pas été tenu compte du vieillissement des équipements dans l'évaluation de leur performance.

Type de produit

Dans ce projet, il existe un produit énergétique géothermique *hybride* correspondant à la chaleur fournie au système de l'utilisateur final (point D dans la figure 1a)). Par ailleurs, il faut également tenir compte de la chaleur extraite pendant la saison de refroidissement (point D dans la figure 1b)), car elle a une incidence pertinente sur le transfert de chaleur avec la source géothermique (point A dans les figures 1a) et 1b)), et donc sur les évaluations technique et économique du projet.

Il convient d'évaluer la contribution de la pompe à chaleur géothermique au produit énergétique final au point B, en mode chauffage comme en mode refroidissement. Il faut toutefois considérer le produit et la ressource en ce point comme étant « hybrides » (c'est-à-dire seulement en partie géothermiques). Enfin, l'échange énergétique avec la source d'énergie géothermique correspond au transfert de chaleur au niveau de la sonde géothermique (point A dans les figures 1a) et 1b)).

Point de référence

D'après les figures 1a) et 1b), l'évaluation du bilan énergétique global du projet se base sur quatre points d'évaluation pour distinguer l'énergie échangée avec la source géothermique (point A), la production thermique de la pompe à chaleur (point B), l'énergie tirée (point C) et la chaleur totale fournie au système de l'utilisateur final (point D). Les points B et D correspondent à des quantités d'énergie *hybrides* obtenues en conjuguant différentes formes d'énergie, dont une seule est géothermique.

Malgré le bénéfice procuré par le fonctionnement estival en termes de viabilité et de durabilité du projet, l'énergie réelle extraite de la source énergétique géothermique correspond seulement à l'énergie cumulée échangée dans l'évaporateur de la pompe à chaleur pendant la période de chauffage (point A dans la figure 1a)).

Dans cette évaluation, le point A est choisi comme *point de référence* aux fins de la notification et de la classification des ressources énergétiques géothermiques selon la CCNU-2009. Par souci de clarté, les principales quantités d'énergie sont toutes résumées dans les figures 1a) et 1b) et les tableaux 5 et 6.

Tableau 5

Quantités d'énergie sur la durée de vie du projet (vingt ans) et points d'évaluation

| <i>Estimation</i> | <i>Point A*</i> | <i>Point B*</i> | <i>Point C*</i> | <i>Point D*</i> |
|--|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|
| Estimation basse | - | - | - | - |
| Meilleure estimation <i>en mode chauffage</i> | 3,2 TJ | 4,0 TJ | 0,8 TJ | 4,9 TJ |
| <i>en mode refroidissement</i> | 5,3 TJ | 4,5 TJ | 0,8 TJ | 5,8 TJ |
| Estimation haute | - | - | - | - |

* Pour l'emplacement du point de référence, voir les figures 1a) et 1b).

Classification selon la CCNU-2009

Catégorie E – classification et sous-classification

| <i>Catégorie</i> | <i>Définition selon la CCNU-2009</i> | <i>Raisonnement justifiant la classification</i> |
|-----------------------|--|--|
| E1 | Confirmation de la viabilité économique de l'extraction et de la vente | On attend le début de la mise en œuvre du projet. Le financement a été confirmé et il existe des présomptions raisonnables que les autorisations nécessaires seront toutes obtenues dans un délai raisonnable. |
| <i>Sous-catégorie</i> | <i>Définition selon la CCNU-2009</i> | |
| E1.1 | L'extraction et la vente sont économiquement viables si l'on se réfère à la situation du marché et à des hypothèses réalistes quant à sa situation future. | |

Catégorie F – classification et sous-classification

| <i>Catégorie</i> | <i>Définition selon la CCNU-2009</i> | <i>Raisonnement justifiant la classification</i> |
|-----------------------|---|--|
| F1 | Confirmation de la faisabilité de l'extraction moyennant un projet de développement ou une opération minière spécifié | Le projet repose sur des technologies éprouvées. La présence de projets similaires à proximité étaye la faisabilité du projet. |
| <i>Sous-catégorie</i> | <i>Définition selon la CCNU-2009</i> | |
| F1.3 | Des études suffisamment détaillées qui ont été menées à terme mettent en évidence la faisabilité de l'extraction moyennant la mise en place d'un projet de développement ou d'une opération minière spécifié. | |

Catégorie G – classification et sous-classification

| <i>Catégorie</i> | <i>Définition selon la CCNU-2009</i> | <i>Raisonnement justifiant la classification</i> |
|------------------|--|--|
| G1* | Quantités associées à un gisement connu qui peuvent être estimées avec un niveau élevé de confiance. | Le niveau d'incertitude des quantités d'énergie notifiées ne tient pas à la caractérisation de la source géothermique, car les conditions hydrogéologiques de la région ont déjà été évaluées dans le cadre de précédentes études et d'essais de réponse thermique antérieurs. L'exactitude de la simulation dépend de la prévision de la charge thermique, de l'évaluation de la performance des équipements et de l'évolution des prix sur la durée de vie du système. |
| G2* | Quantités associées à un gisement connu qui peuvent être estimées avec un niveau moyen de confiance. | |

* Il convient de noter que le classement dans la catégorie G1 + G2 s'est fondé sur un seul scénario de charge reposant sur une année météorologique type locale [1] et des courbes de gain normalisées (par exemple, personnes, appareils électriques, etc.) de bâtiments de bureau. Il faudrait établir un classement final, comprenant des estimations G1 et G3, afin de donner une idée de toute la marge d'incertitude de l'estimation.

Classification selon la CCNU-2009 et quantification

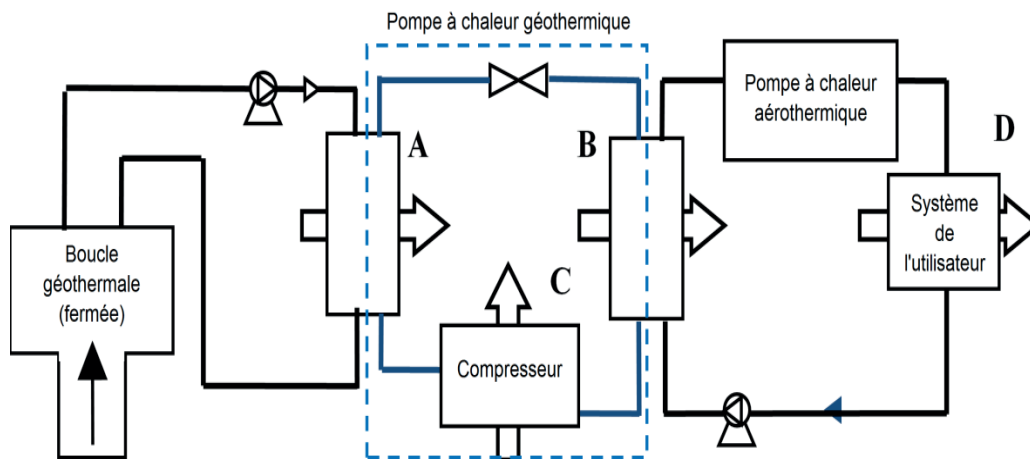
| <i>Classification</i> | <i>Quantité d'énergie</i> | <i>Informations supplémentaires</i> |
|------------------------------|--|---|
| Catégorie CCNU-2009 | | Les quantités d'énergie concernent seulement la pompe à chaleur géothermique. Les figures 1a) et 1b) présentent un schéma simplifié des flux d'énergie importants. |
| E1.1 ; F1.3 ; G1 + G2 | Point de référence A* : 3,2 TJ <i>(mode chauffage)</i> | Durée de vie supposée du projet : vingt ans. L'équipement géothermique satisfait près de 83 % et 77 % de la charge totale de chauffage et de refroidissement, respectivement. Coefficient de performance moyen de la pompe à chaleur géothermique : 4. Taux de rendement énergétique moyen de la pompe à chaleur géothermique : 5. |

* Les points de référence sont présentés dans les figures 1a) et 1b).

Figures 1a) et 1b)

Points de référence pour l'évaluation des projets de pompes à chaleur géothermiques en modes chauffage et refroidissement

(fig. 1a) – Mode chauffage)



(fig. 1b) – Mode refroidissement)

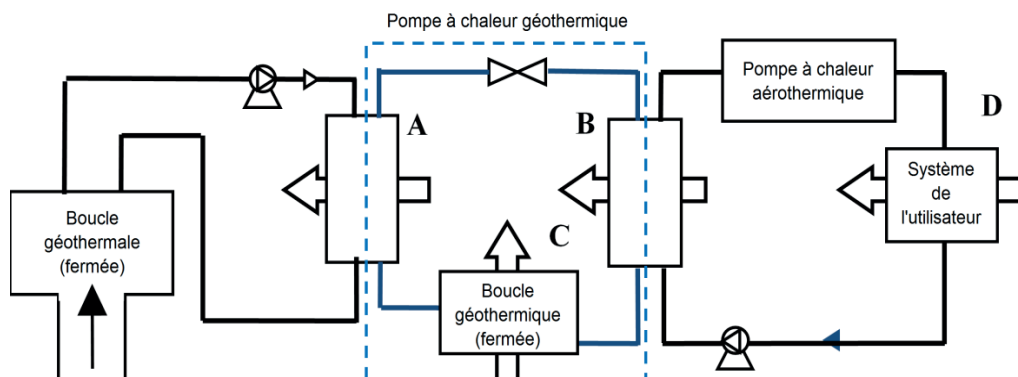


Tableau 6

Principaux indicateurs et données de performance de l'exploitation de la pompe à chaleur géothermique (vingt ans)

| <i>Paramètre</i> | <i>Valeur</i> |
|---|--------------------|
| Consommation énergétique primaire globale | 7,2 TJ (2 000 MWh) |
| Énergie fournie par la pompe à chaleur géothermique en mode chauffage (point B) | 4,0 TJ (1 115 MWh) |
| Énergie extraite par la pompe à chaleur géothermique en mode refroidissement (point B) | 4,5 TJ (1 240 MWh) |
| Fraction de la charge de chauffage satisfaite par le système de pompe à chaleur géothermique | 0,83 |
| Fraction de la charge de refroidissement satisfaite par le système de pompe à chaleur géothermique | 0,77 |
| <Coefficient de performance> du système de pompe à chaleur géothermique (y compris auxiliaires)* | 4,26 |
| <Taux de rendement énergétique> du système de pompe à chaleur géothermique (y compris auxiliaires)* | 3,62 |
| <Coefficient de performance> du système de pompe à chaleur aérothermique | 2,71 |
| <Taux de rendement énergétique> du système de pompe à chaleur aérothermique | 3,16 |
| Énergie extraite de la source géothermique en mode chauffage (point A) | 3,2 TJ (896 MWh) |
| Énergie fournie à la source géothermique en mode refroidissement (point A) | 5,3 TJ (1 485 MWh) |

* Les <Coefficient de performance> et <Taux de rendement énergétique> globaux incluent également l'énergie de pompage nécessaire dans la boucle géothermale.

Références

- [1] CTI. Typical Meteorological Year. Milan (IT): Italian Committee of Thermotechnics (CTI); 2012
- [2] ASHRAE. Geothermal energy, in ASHRAE Handbook - HVAC Applications. Atlanta (GA): American Society of Heating, Refrigerating and Air-Conditioning Engineers (ASHRAE); 2011. –34.4.
- [3] Grassi W, Conti P, Schito E, Testi D. On sustainable and efficient design of ground-source heat pump systems. Journal of Physics: Conference Series 655 (1), 012003; 2015.
- [4] UNI. UNI EN 14511-2. Air conditioners, liquid chilling packages and heat pumps with electrically driven compressors for space heating and cooling. part 2: test conditions. Milan, 2013.

Étude de cas 11 : Potentiel agrégé de l'utilisation de pompes à chaleur géothermiques, Rhénanie-du-Nord-Westphalie

Lieu du projet : Rhénanie-du-Nord-Westphalie (Allemagne)

Date des données : 2015

Date de l'évaluation : janvier 2016

Méthode de quantification : étude de potentiel officielle réalisée par le LANUV

Type d'estimation (déterministe/probabiliste) : déterministe progressive

Résumé du projet³

En 2015, l'Office national pour la nature, l'environnement et la protection des consommateurs en Rhénanie-du-Nord-Westphalie (LANUV) a présenté une étude du potentiel agrégé de l'utilisation de systèmes de pompes à chaleur géothermiques. Cette étude évalue le potentiel d'un tel système pour une profondeur de forage maximum de 100 m.

Outre le potentiel géologique, la demande réelle a une incidence sur les limites techniques de l'utilisation de ce potentiel. Dans l'étude, on agrège le potentiel de 3,6 millions de parcelles de terres et on compare la chaleur pouvant être extraite à la demande individuelle d'un bâtiment existant sur ces terrains. Cette évaluation comporte trois étapes :

- i) Le calcul du potentiel énergétique géothermique de la parcelle pouvant être extrait à l'aide d'une configuration de pompe à chaleur géothermique optimale. L'électricité nécessaire au fonctionnement de la pompe à chaleur est ensuite ajoutée au potentiel calculé, en prenant un coefficient de performance (COP) égal à 3,8 ;
- ii) Le calcul de la demande de chaleur du ou des bâtiments se trouvant sur la parcelle (le puits de chaleur), en fonction de la taille, du nombre d'étages, du type d'usage du bâtiment, etc. ;
- iii) La définition de la plus faible des deux valeurs ci-dessus comme « potentiel » de cette parcelle. S'il n'y a aucun bâtiment sur la parcelle, le potentiel est nul, faute de marché.

Pour calculer la chaleur pouvant être extraite, la superficie (m²), les caractéristiques du sous-sol, les conditions climatiques locales et les éventuelles restrictions juridiques ou réglementaires sont prises en compte dans l'étude. Aux fins des calculs d'extraction, on suppose une configuration de trous de sonde normalisée, adaptée à la taille de la parcelle de terre étudiée, où l'on substitue à la parcelle un carré équivalent de même superficie (exprimée en m²). La superficie couverte par un ou des bâtiments est exclue du calcul.

Dans la première étape de l'agrégation, toutes les parcelles en Rhénanie-du-Nord-Westphalie ont été examinées afin de déterminer si un système de pompe à chaleur géothermique y serait faisable, et seules les parcelles où il existait un puits de

³ Potenzialstudie Erneuerbare Energien NRW
Teil 4 - Geothermie
LANUV-Fachbericht 40
Landesamt für Natur, Umwelt und Verbraucherschutz Nordrhein-Westfalen.

chaleur (par exemple, un bâtiment) ont été prises en compte. Les parcelles servant aux infrastructures de transport, les terrains comprenant des bâtiments non chauffés (tels que des entrepôts) et les aires soumises à des restrictions réglementaires (telles que les zones d'approvisionnement en eau) ont été exclus.

Dans une deuxième étape, le potentiel géothermique théorique des autres « propriétés nettes » a été calculé, en tenant compte des restrictions applicables aux zones hydrogéologiques et autres aires réglementées, telles que celles où il existe des activités minières proches de la surface.

Le potentiel théorique utilisable a été calculé en s'appuyant sur les cartes de température et de conductivité du sous-sol des Services géologiques de Rhénanie-du-Nord-Westphalie. Des données normalisées ont été prises pour les sondes thermiques en double U, les diamètres, les matériaux de remplissage et les fluides de travail utilisés, pour une profondeur de forage de 100 m (40 m dans certaines zones réglementées).

Enfin, la demande de chaleur (c'est-à-dire le marché thermique disponible) a été quantifiée pour chaque propriété à partir des conditions climatiques locales et des caractéristiques de référence des bâtiments. Les catégories de bâtiments suivantes ont servi dans l'étude :

- Bâtiment sans chauffage (demande de chaleur nulle) ;
- Bâtiment d'habitation (demande de chaleur normalisée) ;
 - Demande de chaleur 150 kWh/m² an + d'eau chaude 15 kWh/m² an, nombre d'heures d'utilisation : 2 100 h/an ;
- Bâtiments commerciaux ayant une demande de chaleur supérieure à la moyenne ;
 - Demande de chaleur 300 kWh/m² an ;
- Bâtiments commerciaux ayant une demande de chaleur inférieure à la moyenne ;
 - Demande de chaleur 75 kWh/m² an.

On trouvera de plus amples informations sur l'estimation de la demande de chaleur dans [1].

Cette évaluation a été réalisée sur la seule base des informations accessibles au public et présentées dans les références citées ci-après.

Quantification

Les résultats des 3,6 millions de parcelles de terres ont été agrégés à trois niveaux, donnant des quantifications à l'échelon de la ville, de la région et de l'état. Le potentiel supplémentaire de demande de chaleur des futurs bâtiments neufs a été estimé à partir des scénarios d'aménagement fournis par les villes. Pour simplifier, on suppose ici que les estimations associées aux bâtiments anciens et neufs ont la même classification selon les axes E, F et G, ce qui permet de les agréger (voir la section K, « Agrégation des quantités », de la CCNU-2009).

Les résultats de l'agrégation sont présentés ci-après :

- Demande de chaleur totale des bâtiments existants : 975 PJ/an (271,1 TWh/an) ;
- Fraction de la demande de chaleur totale pouvant être fournie par des pompes à chaleur géothermiques : 533 PJ/an (153,7 TWh/an) – ce qui signifie que des pompes à chaleur géothermiques peuvent satisfaire 56,7 % de la demande de chaleur totale en Rhénanie-du-Nord-Westphalie ;

- Demande de chaleur supplémentaire des bâtiments neufs qui devraient être construits pendant la durée de vie de projet : 1,5 PJ/an (426 GWh/an).

Les valeurs de 153,7 TWh/an et 426 GWh/an sont utilisées dans la quantification du produit de base.

La durée de vie statistique des systèmes de chauffage en Rhénanie-du-Nord-Westphalie est de trente-cinq ans : c'est également l'hypothèse formulée dans cette étude (où l'on suppose en outre que *l'on peut raisonnablement s'attendre à ce que l'extraction et la vente soient économiquement viables dans un avenir prévisible* pour les installations des bâtiments anciens et neufs). Le produit de base énergétique final pouvant être fourni par les pompes à chaleur géothermiques s'élève donc à 19,4 EJ si l'on considère les seuls bâtiments existants. Si l'on y ajoute la demande de chaleur des bâtiments neufs (53,7 PJ), on estime alors la chaleur totale pouvant être fournie à près de 19,5 EJ. Ces valeurs font office de meilleures estimations aux fins de la classification.

Type de produit

Dans ce projet, le produit énergétique géothermique est la chaleur fournie aux bâtiments (point D dans la figure 1). Il faut considérer le produit et la ressource en ce point comme étant « hybrides », car ils sont obtenus en conjuguant différentes formes d'énergie, dont une seule est géothermique (point A dans la figure 1). Toutes les quantités données proviennent de l'agrégation de l'énergie échangée dans chaque projet.

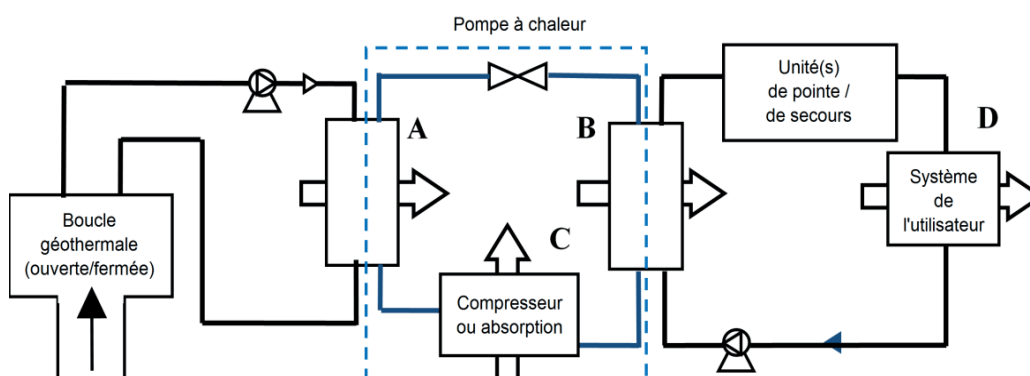
Point de référence

D'après la figure 1, l'évaluation du bilan énergétique global d'un système de pompe à chaleur géothermique doit se baser sur quatre points d'évaluation pour distinguer l'énergie échangée avec la source géothermique (point A), la production thermique de la pompe à chaleur (point B), l'énergie tirée (point C) et la chaleur totale fournie au système de l'utilisateur final (point D). Les points B et D correspondent à des quantités d'énergie *hybrides* obtenues en conjuguant l'énergie donnée par la source géothermique (point A), l'énergie d'entrée au niveau du compresseur (on considère des pompes à chaleur électriques) et la contribution des générateurs de pointe/secours.

Dans cette évaluation, le point D est choisi comme *point de référence* aux fins de la notification et de la classification des ressources énergétiques géothermiques selon la CCNU-2009.

Figure 1

Points de référence pour l'évaluation des projets de pompes à chaleur géothermique en mode chauffage



Classification selon la CCNU-2009 et quantification

| <i>Classification</i> | <i>Quantité d'énergie</i> | <i>Informations supplémentaires</i> |
|------------------------------|----------------------------------|---|
| Catégorie CCNU-2009 | Produit de base : chaleur | |
| E2 ; F1.3 ; G1* + G2* | 19,4 EJ + 53,7 PJ | La charge thermique de l'utilisateur final peut être satisfaite par des pompes à chaleur géothermiques en considérant la capacité de chaque parcelle et chaque bâtiment existant. Elle inclut l'électricité nécessaire au fonctionnement des pompes à chaleur. Coefficient de performance moyen : 3,8. La demande de chaleur supplémentaire des bâtiments neufs est également prise en compte dans l'estimation. La somme des quantités associées aux bâtiments anciens et neufs fait office de meilleure estimation. |

* Il convient de noter que la classification G1 + G2 se fonde sur une évaluation simplifiée des seules informations accessibles au public. Il faudrait établir un classement final, comprenant des estimations G1 et G3 distinctes, afin de donner une idée de toute la marge d'incertitude de l'estimation.

Catégorie E – classification

| <i>Catégorie</i> | <i>Définition selon la CCNU-2009</i> | <i>Raisonnement justifiant la classification</i> |
|------------------|--|---|
| E2* | Viabilité économique probable de l'extraction et de la vente dans un avenir prévisible | L'étude du LANUV se base sur les données réelles obtenues à partir de milliers de trous de forage et d'autres informations, telles que les données du cadastre officiel de Rhénanie-du-Nord-Westphalie. Des milliers de nouveaux puits sont forés chaque année. On peut donc raisonnablement s'attendre à une mise en œuvre concluante dans un avenir prévisible. |

* Il convient de noter qu'une évaluation plus poussée devrait étudier la probabilité que tous les bâtiments soient construits dans un avenir prévisible, c'est-à-dire dans les cinq ans à compter de la date de l'évaluation. Si l'on ne peut raisonnablement s'attendre à ce que cela soit le cas, il faut alors classer tout ou partie des quantités estimées dans la catégorie E3, et non E2.

Catégorie F – classification et sous-classification

| <i>Catégorie</i> | <i>Définition selon la CCNU-2009</i> | <i>Raisonnement justifiant la classification</i> |
|-----------------------|---|---|
| F1 | Confirmation de la faisabilité de l'extraction moyennant un projet de développement ou une opération minière spécifié | On considère que l'étude de potentiel est suffisamment détaillée. Plus de 40 000 installations superficielles ont déjà été réalisées en Rhénanie-du-Nord-Westphalie, et l'on a une connaissance approfondie du potentiel des zones proches de la surface. Par ailleurs, la technologie d'extraction est bien établie. |
| <i>Sous-catégorie</i> | <i>Définition selon la CCNU-2009</i> | |
| F1.3 | Des études suffisamment détaillées qui ont été menées à terme mettent en évidence la faisabilité de l'extraction moyennant la mise en place d'un projet de développement ou d'une opération minière spécifié. | |

Catégorie G – classification

| <i>Catégorie</i> | <i>Définition selon la CCNU-2009</i> | <i>Raisonnement justifiant la classification</i> |
|------------------|--|---|
| G1 | Quantités associées à un gisement connu qui peuvent être estimées avec un niveau élevé de confiance. | Des milliers de puits ayant déjà été forés en Rhénanie-du-Nord-Westphalie, on peut considérer que la source d'énergie géothermique est « connue ». Les résultats des études étant tenus pour constituer les meilleures estimations, ils sont classés dans la catégorie G1 + G2. |
| G2 | Quantités associées à un gisement connu qui peuvent être estimées avec un niveau moyen de confiance. | |

Référence

- [1] http://www.lanuv.nrw.de/uploads/tx_commercedownloads/30040d.pdf

Étude de cas 12 : Champ géothermique de Pauzhetsky

Lieu du projet : Pauzhetka, Kamchatka (Fédération de Russie)

Date des données : 2016

Date de l'évaluation : mars 2016

Méthode de quantification : extrapolation de l'historique de production, modélisation à l'aide du logiciel iTOUGH2

Type d'estimation (déterministe/probabiliste) : scénarios déterministes

Résumé du projet

Le développement du champ géothermique de Pauzhetsky situé dans la péninsule du Kamchatka de l'Extrême-Orient russe a commencé en 1960. Une centrale électrique de 5 MW_e a été mise en service en 1966, puis remplacée par une nouvelle unité de 6 MW_e en 2006. Les premières études d'ingénierie du réservoir de ce champ (Piip, 1965 ; Sugrobov, 1970) ont mis en évidence un réservoir essentiellement liquide au sein de strates de tuf à des températures de 170 à 190 °C, associé à des sources chaudes d'un débit de 31 kg/s. Au cours de la première décennie d'exploitation à un débit massique total de 160 à 190 kg/s, on a constaté une diminution progressive de la température et une dilution de chlorures dans les fluides produits par les puits situés à proximité de l'aire de décharge naturelle. De nouveaux puits d'exploration et de développement ont donc été forés, et l'exploitation s'est progressivement éloignée de l'aire de décharge naturelle jusqu'à ce que l'on atteigne des températures de fluide de 200 à 220 °C. Des puits de production ont été forés dans une zone de flux ascendant centrale située entre 1,5 et 2,0 km au sud-est de l'ancien champ de production. La chute des températures et des enthalpies s'est poursuivie, tandis que le débit massique total atteignait 220 à 260 kg/s entre 1975 et 2006. Une modélisation inverse à l'aide du logiciel iTOUGH2 (2008) permet de valider le modèle hydrogéologique théorique du système, afin de mettre en évidence les principaux paramètres et d'en obtenir des estimations, et par la suite des prévisions, plus fiables. Les codes des modélisations directe TOUGH2 et inverse iTOUGH2 ont été utilisés pour calibrer un modèle du champ géothermique de Pauzhetsky d'après les données sur l'état naturel et les données d'exploitation pour la période 1960-2006. On a identifié et estimé les paramètres clés du modèle, à savoir la porosité de fracture du réservoir géothermique, le flux ascendant naturel initial, la porosité de la couche de base et la perméabilité des fenêtres hydrauliques dans la couche supérieure du modèle (Kiryukhin *et al.*, 2008).

Les bilans thermiques et massiques calculés ont permis de recenser les sources des réserves géothermiques dans le champ. La plus grande contribution provient des fluides stockés dans le réservoir, suivis de la recharge d'eau météorique, du flux ascendant de la couche de base et des eaux d'injection. D'après les prévisions du modèle pour la période 2007-2032, il est possible de maintenir une production de vapeur à un débit moyen de l'ordre de 30 kg/s (débit total d'environ 290 kg/s), sous réserve d'exploiter cinq puits d'appoint supplémentaires et d'améliorer le transport de la vapeur des puits 122 et 131 afin de diminuer la pression en tête de puits. Ce débit de production de vapeur serait suffisant pour assurer une production d'électricité moyenne de 7 MW_e dans la centrale électrique de Pauzhetsky (Kiryukhin *et al.*, 2008, 2014). Compte tenu de ce qui précède, la distribution des réserves de vapeur à exploiter (à une pression de séparation de 2,9 bars) du champ géothermique de Pauzhetka a été approuvée par le Protocole n° 1606 du 6 mai 2008 de l'Agence fédérale pour l'exploitation du sous-sol (ROSNEDRA) (catégorie A + B + C1 = 25,4 kg/s, dont catégorie A + B = 14,1 kg/s (56 %), et catégorie C1 = 11,3 kg/s (44 %)).

Le modèle calibré a permis d'estimer le comportement global du réservoir dans des scénarios de production future (Kiryukhin *et al.*, 2014). L'afflux d'eau météorique est caractéristique du champ de Puzhetka : cette eau représente 30 % du fluide extrait total, situation que l'on observe seulement dans d'anciennes aires de décharge thermique, mais principalement (75 %) dans la zone des puits abandonnés dans la P. Puzhetka, où il n'existait pas de décharge naturelle avant le début de l'extraction. Certains puits abandonnés (mal cimentés) peuvent donc favoriser l'afflux d'eaux météoriques dans le réservoir, refroidissant la zone de production et dégradant les paramètres d'extraction. D'après la modélisation de l'exploitation de ce champ, on pourrait accroître la productivité totale de la vapeur de 23,2 % en isolant ces zones d'infiltration artificielles, afin de diminuer le nombre de puits supplémentaires nécessaires pour assurer la production disponible de la centrale.

Avec les turbines employées à la centrale électrique de Puzhetka, qui consomment 4,03 kg/s de vapeur pour 1 MW d'électricité, comme approuvé à la GKZ pour la zone centrale du champ géothermique de Puzhetka, les réserves à exploiter sont suffisantes pour produire 6,3 MW d'énergie électrique. Il convient de noter qu'il est possible de faire appel à des technologies utilisant plus efficacement le vecteur thermique, par exemple à celles employées à la centrale électrique d'East Mesa (37 MW d'énergie électrique). Il s'agit d'un double cycle d'ébullition avec un vecteur thermique à 1 070 kg/s et une enthalpie de 689 kJ/kg (données de la centrale électrique d'East Mesa en 2006). Le vecteur thermique génère 59,8 kg/s de vapeur à une pression de séparation de 3,14 bars lors du premier cycle, puis l'eau séparée (1 010,2 kg/s) produit un supplément de 56,89 kg/s de vapeur à une pression de séparation de 1,15 bar lors du deuxième cycle. La consommation de vapeur spécifique pour 1 MW d'électricité est donc égale à 1,62 kg/s à une pression de 3,14 bars plus 1,54 kg/s à une pression de 1,15 bar (turbine Mitsubishi Modular-25). Avec cette technologie, le champ géothermique de Puzhetka pourrait produire 11,2 MW à partir des puits de production exploités.

Les paramètres pertinents du projet sont les suivants :

- Débit diphasique d'extraction : 288 kg/s ;
- Débit de vapeur à une pression de séparation moyenne de 2,9 bars (production durable pendant les dix-sept prochaines années confirmée par les résultats de la simulation) : 25,4 kg/s ;
- Taux de conversion des turbines actuelles : 4,03 kg/s de vapeur pour 1 MW_e ;
- Production annuelle de la centrale électrique existante à simple détente : 4,2 MW_e (2 × 6 MW_e de capacité installée) ;
- Conversion potentielle en une centrale binaire à une pression de séparation de 1,15 bar : 11,2 MW_e ;
- Amélioration potentielle de la production de vapeur de 23,2 % en isolant les zones d'infiltration artificielles ;
- Eau rejetée par la centrale électrique existante : 252,6 kg/s à 132 °C (2008) ;
- Durée de vie restante du projet : 17 ans ;
- Quantité d'énergie disponible totale : 2,25 PJ (4,2 MW_e × 17 ans).

Quantification

Électricité

La quantification de la vapeur récupérable pour la centrale électrique existante de 6 MW_e pendant les dix-sept prochaines années s'est fondée sur les puits de production

existants (56 %) et les cinq puits de production supplémentaires prévus (44 %). En limitant l'afflux d'eau froide dans le réservoir de production, on pourrait accroître la production électrique de 23 %.

Si l'on remplace le système à simple détente par une technologie binaire, il est possible d'augmenter la production d'électricité de 87 %.

Chaleur

La quantification de la chaleur récupérable se fonde sur la plus faible des deux valeurs suivantes : 1) la demande de chaleur potentielle du système de chauffage urbain de la localité d'Ozernovsky, soit $15,0 \text{ MW}_{\text{th}}$ ($0,27 \text{ PJ}$) par an (température d'entrée/de sortie du système : $110 \text{ °C}/45 \text{ °C}$). Cette valeur a été estimée par analogie avec le système de chauffage urbain géothermique exploité dans la localité de Paratunsky ; et 2) l'eau rejetée après la centrale électrique, définie par le débit massique de $252,6 \text{ kg/s}$ à 132 °C (2008).

La durée de vie restante est de dix-sept ans.

Type de produit

Il existe deux produits énergétiques : l'électricité et la chaleur.

Point de référence

Le point de référence pour l'électricité est le poste d'interconnexion de la centrale, où l'électricité brute est exportée vers la localité et l'usine de transformation du poisson d'Ozernaya.

Le point de référence pour l'exportation potentielle de chaleur est le point de mesure du système de distribution de chaleur de la localité d'Ozernaya.

Ressources énergétiques géothermiques

Électricité pour une centrale électrique à simple détente

Électricité pour une centrale électrique à simple détente :

- Estimation basse : $1,82 \text{ PJ}_e$ ($3,4 \text{ MW}_e \times 17 \text{ ans}$) ;
- Meilleure estimation : $3,21 \text{ PJ}_e$ ($6,0 \text{ MW}_e \times 17 \text{ ans}$) ;
- Estimation haute : $3,94 \text{ PJ}_e$ ($7,4 \text{ MW}_e \times 17 \text{ ans}$).

Électricité potentielle pour une centrale binaire

Électricité potentielle pour une centrale binaire :

- Estimation basse : $3,40 \text{ PJ}_e$ ($6,3 \text{ MW}_e \times 17 \text{ ans}$) ;
- Meilleure estimation : $5,99 \text{ PJ}_e$ ($11,2 \text{ MW}_e \times 17 \text{ ans}$) ;
- Estimation haute : $7,37 \text{ PJ}_e$ ($13,8 \text{ MW}_e \times 17 \text{ ans}$).

Chaleur

Chaleur :

- Estimation basse : $20,7 \text{ PJ}_{\text{th}}$ ($38,6 \text{ MW}_{\text{th}} \times 17 \text{ ans}$) ;
- Meilleure estimation : $36,9 \text{ PJ}_{\text{th}}$ ($68,7 \text{ MW}_{\text{th}} \times 17 \text{ ans}$) ;
- Estimation haute : $45,4 \text{ PJ}_{\text{th}}$ ($84,8 \text{ MW}_{\text{th}} \times 17 \text{ ans}$).

Classification selon la CCNU-2009

| <i>Classification</i> | <i>Quantité d'énergie</i> | <i>Informations supplémentaires</i> |
|----------------------------|--|--|
| Catégorie CCNU-2009 | Produit de base : électricité | La centrale de Pauzhetsky produit continûment de l'électricité depuis 1966. Durée de vie restante escomptée : dix-sept ans. |
| E1.1 ; F1.1 ; G1 | 1,82 PJ _e | Estimation prudente en considérant une réduction de 44 % de la disponibilité en raison du déclin des puits de production. |
| E1.1 ; F1.1 ; G2 | 1,39 PJ _e | Énergie supplémentaire en considérant la poursuite de la production des puits de production existants et si les cinq puits d'appoint supplémentaires sont forés. |
| E1.1 ; F1.1 ; G3 | 0,73 PJ _e | Énergie supplémentaire en considérant la poursuite de la production des puits de production existants, si les cinq puits d'appoint supplémentaires sont forés et si l'on isole la zone d'infiltration artificielle d'eau froide. |

Catégorie E – classification et sous-classification

| <i>Catégorie</i> | <i>Définition selon la CCNU-2009</i> | <i>Raisonnement justifiant la classification</i> |
|-----------------------|--|---|
| E1 | L'extraction et la vente sont économiquement viables si l'on se réfère à la situation du marché et à des hypothèses réalistes quant à sa situation future. | La centrale produit maintenant à l'échelle commerciale pour approvisionner la localité et l'usine de transformation du poisson d'Ozernaya dans le cadre d'un mécanisme de marché garanti sur sa durée de vie. |
| Sous-catégorie | Définition selon la CCNU-2009 | |
| E1.1 | L'extraction et la vente sont économiquement viables si l'on se réfère à la situation du marché et à des hypothèses réalistes quant à sa situation future. | |

Catégorie F – classification et sous-classification

| <i>Catégorie</i> | <i>Définition selon la CCNU-2009</i> | <i>Raisonnement justifiant la classification</i> |
|-----------------------|---|--|
| F1 | Confirmation de la faisabilité de l'extraction moyennant un projet de développement ou une opération minière spécifié | L'énergie est extraite et convertie en électricité au débit commercial requis. |
| Sous-catégorie | Définition selon la CCNU-2009 | |
| F1.1 | L'extraction a commencé. | |

Catégorie G – classification et sous-classification

| <i>Catégorie</i> | <i>Définition selon la CCNU-2009</i> | <i>Raisonnement justifiant la classification</i> |
|------------------|---|---|
| G1 | Quantités associées à un gisement connu qui peuvent être estimées avec un niveau élevé de confiance. | La production a commencé. Les puits de production conservent un débit massique total de 220 à 260 kg/s depuis 1975. Les codes des modélisations directe TOUGH2 et inverse iTOUGH2 ont été utilisés pour calibrer un modèle du champ géothermique de Pauzhetsky d'après les données sur l'état naturel et les données d'exploitation pour la période 1960-2006. |
| G2 | Quantités associées à un gisement connu qui peuvent être estimées avec un niveau moyen de confiance. | On peut donc considérer que la source d'énergie géothermique de Pauzhetsky est « connue » et toutes les ressources sont classées dans les catégories G1, G2 et G3. |
| G3 | Quantités associées à un gisement connu qui peuvent être estimées avec un niveau faible de confiance. | Si la modélisation a montré avec un niveau élevé de confiance que 56 % du débit de production de vapeur sera maintenu à partir des puits de production existants sur la durée de vie de la centrale (G1), il existe une incertitude quant à la disponibilité des autres 44 % de production de vapeur, qui exigent le forage de cinq puits d'appoint supplémentaires (G2). Certains puits abandonnés (mal cimentés) peuvent favoriser l'afflux d'eaux météoriques dans le réservoir, refroidissant la zone de production et dégradant les paramètres d'extraction. D'après la modélisation de l'exploitation de ce champ, on pourrait accroître la productivité totale de la vapeur de 23,2 % en isolant ces zones d'infiltration artificielles (G3). |

| <i>Classification</i> | <i>Quantité d'énergie</i> | <i>Informations supplémentaires</i> |
|----------------------------|--|--|
| Catégorie CCNU-2009 | Produit de base : électricité | La centrale de Pauzhetsky pourrait produire un supplément d'électricité si l'on remplaçait le système à simple détente par une technologie binaire. |
| E2 ; F1.3 ; G1 | 3,40 PJ _e | Estimation prudente en considérant une réduction de 44 % de la disponibilité en raison du déclin des puits de production. |
| E2 ; F1.3 ; G2 | 2,59 PJ _e | Énergie supplémentaire en considérant la poursuite de la production des puits de production existants et si les cinq puits d'appoint supplémentaires sont forés. |
| E2 ; F1.3 ; G3 | 1,38 PJ _e | Énergie supplémentaire en considérant la poursuite de la production des puits de production existants, si les cinq puits d'appoint supplémentaires sont forés et si l'on isole la zone d'infiltration artificielle d'eau froide. |

Catégorie E – classification et sous-classification

| <i>Catégorie</i> | <i>Définition selon la CCNU-2009</i> | <i>Raisonnement justifiant la classification</i> |
|------------------|--|--|
| E2 | Viabilité économique probable de l'extraction et de la vente dans un avenir prévisible | On peut raisonnablement s'attendre à ce que le système à simple détente soit remplacé par une technologie binaire dans un avenir prévisible. |

Catégorie F – classification et sous-classification

| <i>Catégorie</i> | <i>Définition selon la CCNU-2009</i> | <i>Raisonnement justifiant la classification</i> |
|-----------------------|---|--|
| F1 | Confirmation de la faisabilité de l'extraction moyennant un projet de développement ou une opération minière spécifié | Avec la technologie binaire, le champ géothermique de Pauzhetka pourrait produire 11,2 MW à partir des puits de production exploités et des puits d'appoint supplémentaires au cours des dix-sept prochaines années de sa durée de vie opérationnelle. |
| <i>Sous-catégorie</i> | <i>Définition selon la CCNU-2009</i> | |
| F1.3 | Des études suffisamment détaillées qui ont été menées à terme mettent en évidence la faisabilité de l'extraction moyennant la mise en place d'un projet de développement ou d'une opération minière spécifié. | |

Catégorie G – classification et sous-classification

| <i>Catégorie</i> | <i>Définition selon la CCNU-2009</i> | <i>Raisonnement justifiant la classification</i> |
|------------------|---|---|
| G1 | Quantités associées à un gisement connu qui peuvent être estimées avec un niveau élevé de confiance. | <p>La production a commencé. Les puits de production conservent un débit massique total de 220 à 260 kg/s depuis 1975. Les codes des modélisations directe TOUGH2 et inverse iTOUGH2 ont été utilisés pour calibrer un modèle du champ géothermique de Pauzhetsky d'après les données sur l'état naturel et les données d'exploitation pour la période 1960-2006. On peut donc considérer que la source d'énergie géothermique de Pauzhetsky est « connue » et toutes les ressources sont classées dans les catégories G1, G2 et G3.</p> <p>Si la modélisation a montré avec un niveau élevé de confiance que 56 % du débit de production de vapeur sera maintenu à partir des puits de production existants sur la durée de vie de la centrale (G1), il existe une incertitude quant à la disponibilité des autres 44 % de production de vapeur, qui exigent le forage de cinq puits d'appoint supplémentaires (G2).</p> <p>Certains puits abandonnés (mal cimentés) peuvent favoriser l'afflux d'eaux météoriques dans le réservoir, refroidissant la zone de production et dégradant les paramètres d'extraction. D'après la modélisation de l'exploitation de ce champ, on pourrait accroître la productivité totale de la vapeur de 23,2 % en isolant ces zones d'infiltration artificielles (G3).</p> |
| G2 | Quantités associées à un gisement connu qui peuvent être estimées avec un niveau moyen de confiance. | |
| G3 | Quantités associées à un gisement connu qui peuvent être estimées avec un niveau faible de confiance. | |

| <i>Classification</i> | <i>Quantité d'énergie</i> | <i>Informations supplémentaires</i> |
|----------------------------|----------------------------------|---|
| Catégorie CCNU-2009 | Produit de base : chaleur | La construction d'un réseau de chauffage urbain dans la localité (2 000 habitants) et l'usine de transformation du poisson d'Ozernovsky est actuellement en phase de planification. |
| E2 ; F1.3 ; G1 | 8,03 PJ _{th} | Le débit massique minimum de l'eau rejetée après la centrale électrique, défini sur le reste de la durée de vie du projet (dix-sept ans) comme étant égal à 136,4 kg/s à 132 °C (G1), est supérieur à ce qui est nécessaire pour satisfaire la demande du réseau de chauffage urbain, égale à 15 MW _{th} par an. |

Catégorie E – classification et sous-classification

| <i>Catégorie</i> | <i>Définition selon la CCNU-2009</i> | <i>Raisonnement justifiant la classification</i> |
|------------------|--|---|
| E2 | Viabilité économique probable de l'extraction et de la vente dans un avenir prévisible | On peut raisonnablement s'attendre à ce que le réseau de chauffage urbain dans la localité (2 000 habitants) et l'usine de transformation du poisson d'Ozernaya soit construit dans un avenir prévisible. |

Catégorie F – classification et sous-classification

| <i>Catégorie</i> | <i>Définition selon la CCNU-2009</i> | <i>Raisonnement justifiant la classification</i> |
|-----------------------|--|---|
| F1 | Confirmation de la faisabilité de l'extraction moyennant un projet de développement spécifié | La construction d'un réseau de chauffage urbain dans la localité d'Ozernovsky est actuellement en phase de planification. La technologie a déjà été démontrée dans le cadre de projets analogues dans le fossé de Paratunsky. |
| Sous-catégorie | Définition selon la CCNU-2009 | |
| F1.3 | Des études suffisamment détaillées qui ont été menées à terme mettent en évidence la faisabilité de l'extraction moyennant la mise en place d'un projet de développement spécifié. | |

Catégorie G – classification et sous-classification

| <i>Catégorie</i> | <i>Définition selon la CCNU-2009</i> | <i>Raisonnement justifiant la classification</i> |
|------------------|---|--|
| G1 | Quantités associées à un gisement connu qui peuvent être estimées avec un niveau élevé de confiance. | Le débit massique minimum de l'eau rejetée après la centrale électrique défini sur le reste de la durée de vie du projet (dix-sept ans) est égal à 136,4 kg/s à 132 °C (G1). |
| G2 | Quantités associées à un gisement connu qui peuvent être estimées avec un niveau moyen de confiance. | |
| G3 | Quantités associées à un gisement connu qui peuvent être estimées avec un niveau faible de confiance. | |

Références

Kiryukhin A.V., Asaulova N.P., Finsterle S. Inverse modelling and forecasting for the exploitation of the Pauzhetsky geothermal field, Kamchatka, Russia, *Geothermics*, V. 37, p. 540-562, 2008.

А.В.Кирюхин, Н.П. Асаулова, Ю.Ф. Манухин, Т.В. Рычкова, В.М. Сугробов ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ЧИСЛЕННОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ ДЛЯ ОЦЕНКИ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ ЗАПАСОВ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ПАРОГИДРОТЕРМ (на примере Паужетского геотермального месторождения) // *Вулканология и сейсмология*, №1, 2010, с.56-76.

A.V. Kiryukhin, N.P. Asaulova, Yu.F. Manukhin, T.V. Rychkova, V.M. Sugrobov, Using Numerical Modelling for Assessing the Recoverable Reserves of a Geothermal Steam Field: The Pauzhetka Geothermal Field. 2010, published in *Vulkanologiya i Seismologiya*, 2010, Vol. 4, No. 1, pp. 56–71.

А.В. Кирюхин, Н.П. Асаулова, О.Б. Вереина, А.Ю. Поляков ОЦЕНКА ВЛИЯНИЯ ИНФИЛЬТРАЦИИ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ВЫСОКОТЕМПЕРАТУРНЫХ ГЕОТЕРМАЛЬНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ (ПАУЖЕТСКОГО И МУТНОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЙ, КАМЧАТКА, РОССИЯ) // «*Вулканология и сейсмология*», 2014, №3, с.24-36.

A.V. Kiryukhin, N.P. Asaulova, O.B. Vereina, A.Yu. Polyakov Estimating the Influence of Filtering during the Operation of the Pauzhetka and Mutnovskii High_Temperature Geothermal Fields, Kamchatka, Russia// *Journal of Volcanology and Seismology*, 2014, Vol. 8, No. 3, pp. 156–167.

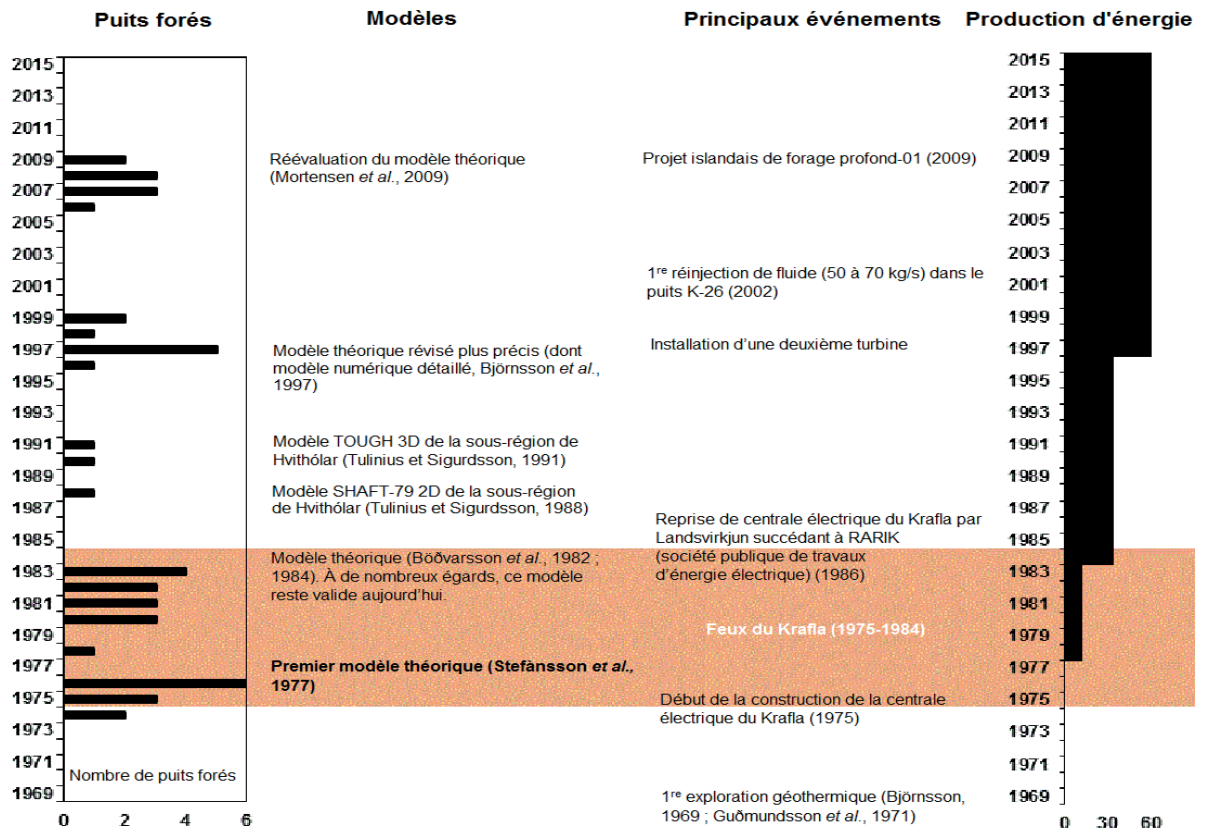
Étude de cas 13 : Champ géothermique du Krafla

Lieu du projet : Krafla (Islande)
 Date des données : 2016
 Date de l'évaluation : septembre 2016
 Méthode de quantification : simulation
 Type d'estimation (déterministe/probabiliste) : déterministe

Résumé du projet

Située dans la zone du rift de l'Atlantique Nord, la région du Krafla dans le nord-est de l'Islande est connue de longue date pour son activité volcanique et géothermique. La première étude de recherche géothermique de la région a été menée en 1969. Des cartes aéromagnétiques ont été dressées et la température du système géothermique a été estimée dans une fourchette de 200 à 300 °C. Un sondage de résistivité a été réalisé en 1971 et 1972 et les deux premiers puits d'exploration ont été forés en 1974. La décision de construire une centrale électrique de 60 MW a été prise cette même année et la construction a commencé en 1975. L'épisode volcanique du Krafla (les « feux du Krafla ») de 1975-1984 a débuté parallèlement.

L'exploitation actuelle du réservoir du Krafla a mis en évidence un système exceptionnellement complexe. Le modèle théorique du réservoir se divise en plusieurs compartiments très différents, notamment en termes de température, d'enthalpie, de chimie des fluides et de perméabilité. Cette complexité, conjuguée aux feux du Krafla et aux problèmes du marché, a considérablement retardé l'achèvement du projet. La centrale électrique a commencé à produire à une capacité de 7 MW en 1978, étendue à 30 MW en 1984. Enfin, la deuxième turbine est entrée en service en 1999, portant la capacité de production totale à 60 MW (Weisenberger *et al.*, 2015).



Aperçu historique de la centrale électrique géothermique du Krafla au sein de ce système géothermique (Weisenberger *et al.*, 2015).

Aujourd'hui (2016), la centrale électrique du Krafla est exploitée par la compagnie nationale d'électricité islandaise Landsvirkjun à une capacité de 60 MW_e (nets). La vapeur se maintient grâce aux travaux de reprise de puits et au forage occasionnel de puits d'appoint. Le projet présenté ici se base sur une hypothèse de poursuite de l'exploitation sur les trente prochaines années, ainsi que de l'alimentation en vapeur à partir des puits d'appoint. Au total, 42 puits ont été forés sur le champ géothermique à ce jour, mais la centrale n'en exploite que la moitié. Certains des puits inutilisés ont été abandonnés, tandis que d'autres ont mis en évidence des parties de la ressource inexploitées potentiellement favorables qui pourraient être utilisées par la centrale électrique actuelle.

Aucun problème de permis ou de réglementation ne devrait limiter la poursuite de l'exploitation dans cette région. Ainsi, aux fins de cet exemple, pour simplifier, on suppose que la durée de vie du projet est déterminée par la durée de dépréciation estimée de la centrale électrique. Landsvirkjun a étudié quelques possibilités d'extension de la centrale, en ajoutant des centrales d'appoint et des cycles de récupération, mais aucune d'entre elles n'a été prise en compte dans le projet présenté ici.

Un modèle de simulation de réservoir à l'aide du logiciel TOUGH2 a été développé afin d'examiner des scénarios plausibles de production sur trente ans et de prédire à quel moment la baisse de la productivité du réservoir sera susceptible d'entraîner l'arrêt de nouvelles opérations de maintien de la vapeur. Le modèle de réservoir est fondé sur le modèle théorique révisé de Weisenberger *et al.* (2015) ainsi que sur l'historique de production au cours des quarante dernières années. Une résolution de maille assez faible avait été définie, car ce modèle avait vocation à servir de modèle préliminaire pour estimer la capacité de production des zones périphériques de la région utilisée actuellement.

En vue de quantifier l'incertitude des prévisions tirées du modèle de simulation, des expériences ont été menées pour créer des versions optimistes et pessimistes du modèle qui ne fassent pas trop de concessions sur l'adéquation aux données disponibles (Berhet *et al.*, 2016a). Chacune des trois versions du modèle (pessimiste, référence, optimiste) a ensuite permis de simuler la production du réservoir sur la durée de vie du projet. Dans ces scénarios, un test automatisé a été exécuté avant d'ajouter chaque puits d'appoint afin d'étudier si l'investissement serait suffisamment rentable pour justifier le forage. S'il ressortait du test qu'il ne fallait pas forer le puits d'appoint, alors ce dernier était abandonné et on laissait la production de la centrale électrique diminuer jusqu'à la fin de la durée de vie du projet⁴.

Cette évaluation a été réalisée en grande partie sur la base des informations accessibles au public, mais en intégrant des hypothèses sur les facteurs économiques qui n'étaient pas aisément disponibles au moment de cette étude.

Quantification

D'après les prévisions (Þorvaldsson *et al.*, 2016), pour l'utilisation actuelle de la centrale électrique du Krafla (60 MW_e (nets), capacité de production maximum de 63 MW_e (nets)), on continuera à forer des puits d'appoint pendant :

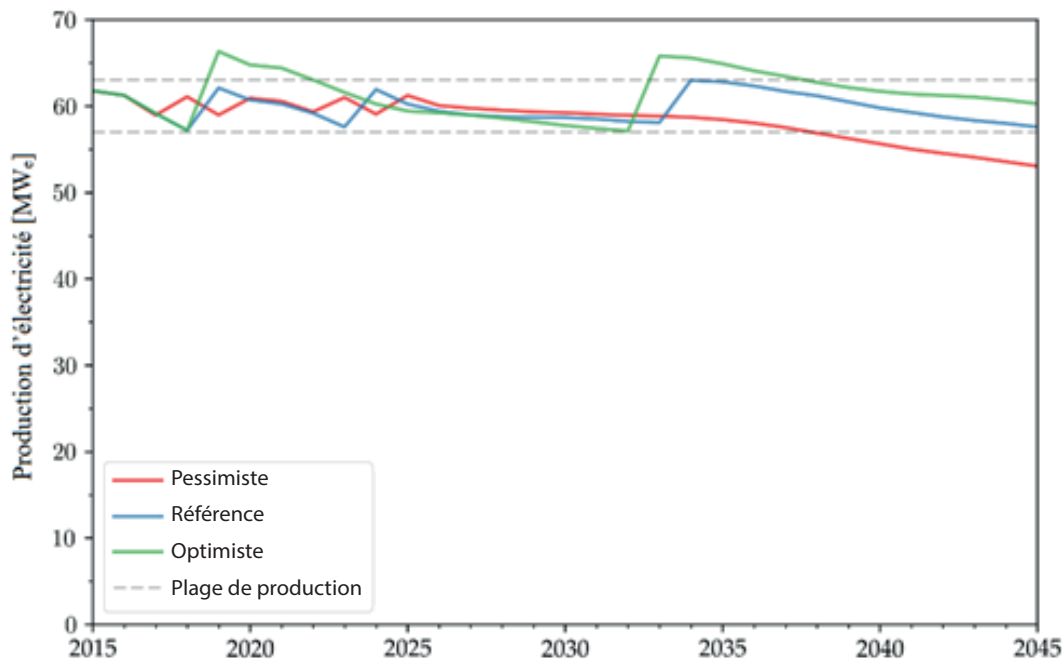
- 10 ans dans le scénario pessimiste ;
- 19 dans le scénario de référence ;

⁴ Dans cet exemple simple (créé spécifiquement pour le projet de la CCNU), on a supposé que chaque puits coûte 7,5 millions de dollars (y compris coûts connexes, par exemple, puits défaillant et collecte de vapeur), fixé le prix de l'énergie à 43 dollars/MWh et appliqué un taux d'actualisation de 10 % par an. Théoriquement, la décision de forer un puits d'appoint dépendra également d'autres éléments tels que les coûts d'exploitation et de maintenance, le coût d'opportunité de ne pas utiliser pleinement l'investissement dans le puits et la capacité de la centrale électrique, la possible fluctuation des prix de l'énergie, la productivité du puits, etc. Il n'a toutefois pas été tenu compte de ces éléments dans l'étude de cas présentée ici à titre d'exemple.

- 18 ans dans le scénario optimiste.

L'énergie cumulée produite sur la durée de vie du projet dans chacun de ces scénarios s'élève à :

- 55,1 PJ dans le scénario pessimiste ;
- 56,5 PJ dans le scénario de référence ;
- 57,5 PJ dans le scénario optimiste.



Scénarios de production future pour l'exploitation du champ géothermique du Krafla (Porvaldsson *et al.*, 2016).

L'estimation de la quantification découle d'un modèle de simulation du réservoir décrit dans le résumé du projet. Il s'agit d'une évaluation déterministe, testant trois plans de développement distincts, correspondant chacun à des hypothèses données sur des paramètres clés incertains du modèle. La méthode de simulation tient compte de l'interaction entre les propriétés incertaines du réservoir et les contraintes économiques s'appliquant au forage des puits d'appoint. C'est ce qui explique la variabilité, assez faible en l'occurrence ($\pm 2,5$ % par rapport à l'estimation correspondant au scénario de référence), de la production énergétique totale sur la durée de vie du projet⁵.

Les hypothèses économiques du modèle prévoient l'exploitation d'une centrale électrique géothermique à double détente injectant de l'électricité sur le réseau national islandais. Le promoteur est un producteur et distributeur ayant accès au marché de gros de l'électricité par l'intermédiaire du réseau.

Type de produit

Le produit est l'électricité.

Point de référence

Le point de référence est le poste d'interconnexion de la centrale, où l'électricité est exportée sur le réseau national. L'utilisation interne d'électricité a déjà été soustraite.

⁵ Il convient de noter que l'incertitude des paramètres du réservoir engendre en outre une variabilité considérable de la rentabilité future du projet. Il n'est cependant pas rendu compte de cette variabilité dans le cadre de la Classification-cadre.

Classification selon la CCNU-2009

Catégorie E – classification et sous-classification

| <i>Catégorie</i> | <i>Définition selon la CCNU-2009</i> | <i>Raisonnement justifiant la classification</i> |
|-----------------------|--|---|
| E1 | Confirmation de la viabilité économique de l'extraction et de la vente | Le projet fonctionne depuis 1978 et produit à la capacité actuelle de 60 MW depuis 1999. Il n'existe aucun obstacle prévisible à la poursuite de l'extraction au moment de cette évaluation. |
| <i>Sous-catégorie</i> | <i>Définition selon la CCNU-2009</i> | |
| E1.1 | L'extraction et la vente sont économiquement viables si l'on se réfère à la situation du marché et à des hypothèses réalistes quant à sa situation future. | |

Catégorie F – classification et sous-classification

| <i>Catégorie</i> | <i>Définition selon la CCNU-2009</i> | <i>Raisonnement justifiant la classification</i> |
|-----------------------|---|--|
| F1 | Confirmation de la faisabilité de l'extraction moyennant un projet de développement ou une opération minière spécifié | Le projet fonctionne déjà et vend de l'énergie au réseau national islandais. |
| <i>Sous-catégorie</i> | <i>Définition selon la CCNU-2009</i> | |
| F1.1 | L'extraction a commencé. | |

Catégorie G – classification et sous-classification

| <i>Catégorie</i> | <i>Définition selon la CCNU-2009</i> | <i>Raisonnement justifiant la classification</i> |
|------------------|---|--|
| G1 | Quantités associées à un gisement connu qui peuvent être estimées avec un niveau élevé de confiance. | La quantification s'est fondée sur un modèle de simulation de réservoir à l'aide du logiciel TOUGH2 alimenté par des paramètres correspondant aux données disponibles, mais aboutit à des estimations faibles de la possibilité de récupération lorsque l'on manque de données. |
| G2 | Quantités associées à un gisement connu qui peuvent être estimées avec un niveau moyen de confiance. | La quantification s'est fondée sur un modèle de simulation de réservoir à l'aide du logiciel TOUGH2 alimenté par des paramètres correspondant aux données disponibles, mais aboutit à des estimations moyennes de la possibilité de récupération lorsque l'on manque de données. |
| G3 | Quantités associées à un gisement connu qui peuvent être estimées avec un niveau faible de confiance. | La quantification s'est fondée sur un modèle de simulation de réservoir à l'aide du logiciel TOUGH2 alimenté par des paramètres correspondant aux données disponibles, mais aboutit à des estimations élevées de la possibilité de récupération lorsque l'on manque de données. |

Ressources énergétiques géothermiques selon la CCNU-2009

| <i>Classification : catégorie CCNU-2009</i> | <i>Quantité d'énergie</i> | <i>Informations supplémentaires</i> |
|---|---------------------------|--|
| E1.1 ; F1.1 ; G1 | 55,1 PJ | Modèle de réservoir pessimiste – 60 MW _e jusqu'à l'arrêt du forage de puits d'appoint en année 10 |
| E1.1 ; F1.1 ; G2 | 1,4 PJ | Modèle de réservoir de référence – 60 MW _e jusqu'à l'arrêt du forage de puits d'appoint en année 19 |
| E1.1 ; F1.1 ; G3 | 1,0 PJ | Modèle de réservoir optimiste – 60 MW _e jusqu'à l'arrêt du forage de puits d'appoint en année 18 |

Références

Jean-Claude Berthet, Valdís Guðmundsdóttir, Gunnar Þorgilsson, Andri Arnaldsson, 2016a, "Simulation of the Krafla geothermal system - Resource assessment of shallow peripheral zones", Vatnaskil 16.02, ÍSOR-2016/011. Available at http://gogn.lv.is/files/2016/simulation_of_krafla_geothermal_system.pdf

Lárus Þorvaldsson, Jean-Claude Berthet, Andri Arnaldsson, 2016b, "Energy extraction in 60 MW_e and 110 MW_e Krafla scenarios", Vatnaskil Memo No. 16.14. Available at http://gogn.lv.is/files/2016/krafla_UNFC_memo.pdf

Tobias Björn Weisenberger, Guðni Axelsson, Andri Arnaldsson, Anett Blischke, Finnþogi Óskarsson, Halldór Ármannsson, Hanna Blanck, Helga Margrét Helgadóttir, Jean-Claude C. Berthet, Knútur Árnason, Kristján Ágústsson, Sigríður Sif Gylfadóttir and Valdís Guðmundsdóttir, 2015, "Revision of the Conceptual Model of the Krafla Geothermal System", ÍSOR-2015/012, Vatnaskil 15.03, LV-2015-040. Available at <http://www.landsvirkjun.is/Media/2015-040.pdf>.

Étude de cas 14 : Champ géothermique du Krafla – Augmentation de la capacité de production d'électricité de 50 MW

Lieu du projet : Krafla (Islande)

Date des données : 2016

Date de l'évaluation : septembre 2016

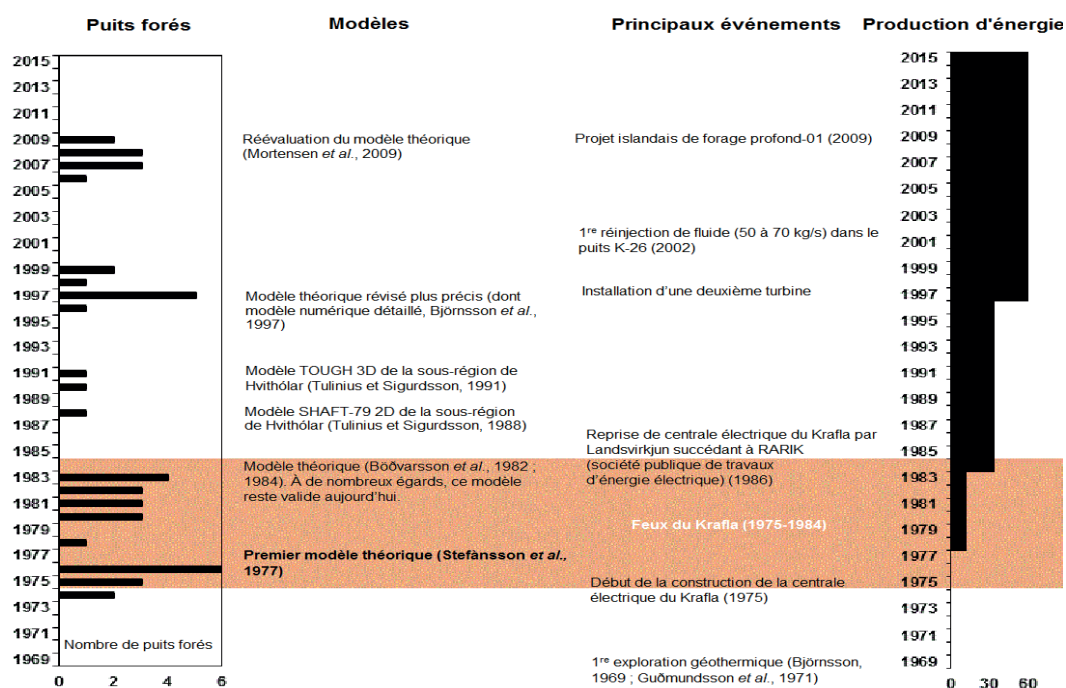
Méthode de quantification : simulation

Type d'estimation (déterministe/probabiliste) : déterministe

Résumé du projet

Située dans la zone du rift de l'Atlantique Nord, la région du Krafla dans le nord-est de l'Islande est connue de longue date pour son activité volcanique et géothermique. La première étude de recherche géothermique de la région a été menée en 1969. Des cartes aéromagnétiques ont été dressées et la température du système géothermique a été estimée dans une fourchette de 200 à 300 °C. Un sondage de résistivité a été réalisé en 1971 et 1972 et les deux premiers puits d'exploration ont été forés en 1974. La décision de construire une centrale électrique de 60 MW a été prise cette même année et la construction a commencé en 1975. L'épisode volcanique du Krafla (les « feux du Krafla ») de 1975-1984 a débuté parallèlement.

L'exploitation actuelle du réservoir du Krafla a mis en évidence un système exceptionnellement complexe. Le modèle théorique du réservoir se divise en plusieurs compartiments très différents, notamment en termes de température, d'enthalpie, de chimie des fluides et de perméabilité. Cette complexité, conjuguée aux feux du Krafla et aux problèmes du marché, a considérablement retardé l'achèvement du projet. La centrale électrique a commencé à produire à une capacité de 7 MW en 1978, étendue à 30 MW en 1984. Enfin, la deuxième turbine est entrée en service en 1999, portant la capacité de production totale à 60 MW (Weisenberger *et al.*, 2015).



Aperçu historique de la centrale électrique géothermique du Krafla au sein de ce système géothermique (Weisenberger *et al.*, 2015).

Aujourd'hui (2016), la centrale électrique du Krafla est exploitée par la compagnie nationale d'électricité islandaise Landsvirkjun à une capacité de 60 MW_e (nets). La vapeur se maintient grâce aux travaux de reprise de puits et au forage occasionnel de puits d'appoint. Le projet présenté ici se base sur des plans visant à augmenter la capacité de production d'électricité de 50 MW. On suppose que la nouvelle centrale électrique fonctionnera parallèlement à la centrale de 60 MW actuelle sur les trente prochaines années, et que l'alimentation en vapeur à partir des puits d'appoint se poursuivra. Au total, 42 puits ont été forés sur le champ géothermique à ce jour, mais la centrale n'en exploite que la moitié. Certains des puits inutilisés ont été abandonnés, tandis que d'autres ont mis en évidence des parties de la ressource inexploitées potentiellement favorables.

Certaines questions concernant les permis d'extension doivent encore être réglées, mais ne devraient pas avoir d'incidence lourde sur la viabilité du projet. Les prix du marché et la demande d'électricité en Islande sont favorables à l'extension envisagée, bien qu'on ignore s'il faudra moderniser le réseau électrique national afin d'amener l'électricité au marché. Ainsi, aux fins de cet exemple, pour simplifier, on a supposé que la durée de vie du projet était déterminée par la durée de dépréciation estimée de la nouvelle centrale électrique. La centrale électrique envisagée pour le projet présenté ici fonctionne selon un cycle à simple détente avec refroidissement par évaporation.

Un modèle de simulation de réservoir à l'aide du logiciel TOUGH2 a été développé afin d'examiner des scénarios plausibles de production sur trente ans et de prédire à quel moment la baisse de la productivité du réservoir sera susceptible d'entraîner l'arrêt de nouvelles opérations de maintien de la vapeur. Le modèle de réservoir est fondé sur le modèle théorique révisé de Weisenberger *et al.* (2015) ainsi que sur l'historique de production au cours des quarante dernières années. Une résolution de maille assez faible avait été définie, car ce modèle avait vocation à servir de modèle préliminaire pour estimer la capacité de production des zones périphériques de la région utilisée actuellement.

En vue de quantifier l'incertitude des prévisions tirées du modèle de simulation, des expériences ont été menées pour créer des versions optimistes et pessimistes du modèle qui ne fassent pas trop de concessions sur l'adéquation aux données disponibles (Berhet *et al.*, 2016a). Chacune des trois versions du modèle (pessimiste, référence, optimiste) a ensuite permis de simuler la production du réservoir sur la durée de vie du projet. Dans ces scénarios, un test automatisé a été exécuté avant d'ajouter chaque puits d'appoint afin d'étudier si l'investissement serait suffisamment rentable pour justifier le forage. S'il ressortait du test qu'il ne fallait pas forer le puits d'appoint, alors ce dernier était abandonné et on laissait la production de la centrale électrique diminuer jusqu'à la fin de la durée de vie du projet⁶.

Cette évaluation a été réalisée en grande partie sur la base des informations accessibles au public, mais en intégrant des hypothèses sur les facteurs économiques qui n'étaient pas aisément disponibles au moment de cette étude.

⁶ Dans cet exemple simple (créé spécifiquement pour le projet de la CCNU), on a supposé que chaque puits coûte 7,5 millions de dollars (y compris coûts connexes, par exemple, puits défaillant et collecte de vapeur), fixé le prix de l'énergie à 43 dollars/MWh et appliqué un taux d'actualisation de 10 % par an. Théoriquement, la décision de forer un puits d'appoint dépendra également d'autres éléments tels que les coûts d'exploitation et de maintenance, le coût d'opportunité de ne pas utiliser pleinement l'investissement dans le puits et la capacité de la centrale électrique, la possible fluctuation des prix de l'énergie, la productivité du puits, etc. Il n'a toutefois pas été tenu compte de ces éléments dans l'étude de cas présentée ici à titre d'exemple.

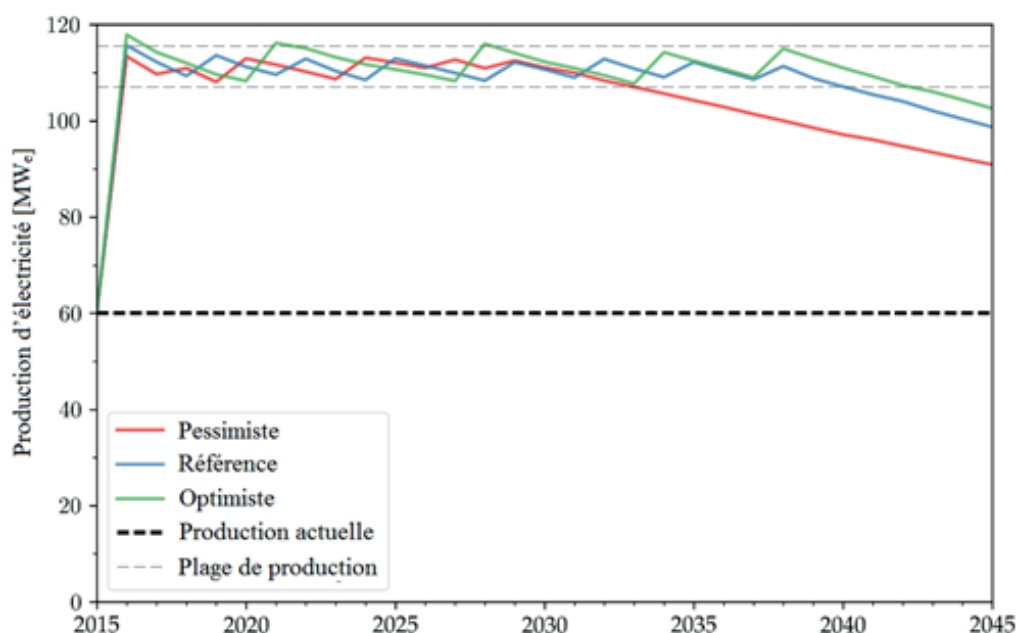
Quantification

D'après les prévisions (Porvaldsson *et al.*, 2016), pour l'utilisation de la centrale électrique du Krafla avec l'extension (110 MW_e (nets), capacité de production maximum de 115,5 MW_e (nets)), on continuera à forer des puits d'appoint pendant :

- 14 ans dans le scénario pessimiste ;
- 23 ans dans le scénario de référence ;
- 23 ans dans le scénario optimiste.

L'énergie cumulée produite par l'extension de 50 MW est calculée en soustrayant la production estimée de la centrale actuelle de 60 MW (donnée dans l'étude de cas 13) de la production énergétique totale sur la durée de vie du projet. On obtient donc :

- 44,9 (100,0 - 55,1) PJ dans le scénario pessimiste ;
- 46,9 (103,4 - 56,5) PJ dans le scénario de référence ;
- 47,5 (105,0 - 57,5) PJ dans le scénario optimiste.



Scénarios de production future pour l'exploitation du champ géothermique du Krafla avec l'extension (Porvaldsson *et al.*, 2016).

L'estimation de la quantification découle d'un modèle de simulation du réservoir décrit dans le résumé du projet. Il s'agit d'une évaluation déterministe, testant trois plans de développement distincts, correspondant chacun à des hypothèses données sur des paramètres clés incertains du modèle. La méthode de simulation tient compte de l'interaction entre les propriétés incertaines du réservoir et les contraintes économiques s'appliquant au forage des puits d'appoint. C'est ce qui explique la variabilité, égale en l'occurrence 4,5 % par rapport à l'estimation correspondant au scénario de référence, de la production énergétique totale sur la durée de vie du projet⁷.

⁷ Il convient de noter que l'incertitude des paramètres du réservoir engendre en outre une variabilité considérable de la rentabilité future du projet. Il n'est cependant pas rendu compte de cette variabilité dans le cadre de la Classification-cadre.

Les hypothèses économiques du modèle prévoient l'exploitation d'une nouvelle centrale électrique géothermique à simple détente de 50 MW. L'électricité sera injectée sur le réseau national islandais. Le promoteur est un producteur et distributeur ayant accès au marché de gros de l'électricité par l'intermédiaire du réseau.

Type de produit

Le produit est l'électricité.

Point de référence

Le point de référence est le poste d'interconnexion de la centrale, où l'électricité est exportée sur le réseau national. L'utilisation interne d'électricité a déjà été soustraite.

Classification selon la CCNU-2009

Catégorie E – classification et sous-classification

| <i>Catégorie</i> | <i>Définition selon la CCNU-2009</i> | <i>Raisonnement justifiant la classification</i> |
|------------------|--|--|
| E2 | Viabilité économique probable de l'extraction et de la vente dans un avenir prévisible | <p>L'extraction se fait dans la région du Krafla depuis 1978. L'exploration et la maintenance en cours du champ géothermique ont montré que la ressource serait suffisante pour permettre une augmentation de la capacité de production.</p> <p>Il subsiste quelque incertitude quant aux permis, à l'accès au marché et aux prix de l'électricité. Actuellement, il est toutefois réaliste de supposer que ces questions seront résolues de sorte à permettre une extraction économiquement viable.</p> |

Catégorie F – classification et sous-classification

| <i>Catégorie</i> | <i>Définition selon la CCNU-2009</i> | <i>Raisonnement justifiant la classification</i> |
|-----------------------|---|---|
| F2 | Nécessité d'une évaluation plus poussée de la faisabilité de l'extraction moyennant un projet de développement ou une opération minière spécifiée | <p>Les données tirées de l'utilisation actuelle du champ étaient un modèle de réservoir mettant en évidence une ressource favorable.</p> <p>Des études économiques plus approfondies sont toutefois nécessaires pour déterminer si la centrale électrique pourrait être construite dans la configuration supposée du projet. Ces études sont actuellement en cours.</p> |
| <i>Sous-catégorie</i> | <i>Définition selon la CCNU-2009</i> | |
| F2.1 | Des activités sont en cours dans le cadre du projet pour évaluer et justifier une mise en exploitation dans un avenir prévisible. | |

Catégorie G – classification et sous-classification

| <i>Catégorie</i> | <i>Définition selon la CCNU-2009</i> | <i>Raisonnement justifiant la classification</i> |
|------------------|---|--|
| G1 | Quantités associées à un gisement connu qui peuvent être estimées avec un niveau élevé de confiance. | La quantification s'est fondée sur un modèle de simulation de réservoir à l'aide du logiciel TOUGH2 alimenté par des paramètres correspondant aux données disponibles, mais aboutit à des estimations faibles de la possibilité de récupération lorsque l'on manque de données. |
| G2 | Quantités associées à un gisement connu qui peuvent être estimées avec un niveau moyen de confiance. | La quantification s'est fondée sur un modèle de simulation de réservoir à l'aide du logiciel TOUGH2 alimenté par des paramètres correspondant aux données disponibles, mais aboutit à des estimations moyennes de la possibilité de récupération lorsque l'on manque de données. |
| G3 | Quantités associées à un gisement connu qui peuvent être estimées avec un niveau faible de confiance. | La quantification s'est fondée sur un modèle de simulation de réservoir à l'aide du logiciel TOUGH2 alimenté par des paramètres correspondant aux données disponibles, mais aboutit à des estimations élevées de la possibilité de récupération lorsque l'on manque de données. |

Ressources énergétiques géothermiques selon la CCNU-2009

| <i>Classification : catégorie CCNU-2009</i> | <i>Quantité d'énergie</i> | <i>Informations supplémentaires</i> |
|---|---------------------------|--|
| E2 ; F2.1 ; G1 | 44,9 PJ | Modèle de réservoir pessimiste – 50 MW _e jusqu'à l'arrêt du forage de puits d'appoint en année 14 |
| E2 ; F2.1 ; G2 | 2,0 PJ | Modèle de réservoir de référence – 50 MW _e jusqu'à l'arrêt du forage de puits d'appoint en année 23 |
| E2 ; F2.1 ; G3 | 0,6 PJ | Modèle de réservoir optimiste – 60 MW _e jusqu'à l'arrêt du forage de puits d'appoint en année 23 |

Références

Jean-Claude Berthet, Valdís Guðmundsdóttir, Gunnar Þorgilsson, Andri Arnaldsson, 2016, "Simulation of the Krafla geothermal system - Resource assessment of shallow peripheral zones", Vatnaskil 16.02, ISOR-2016/011. Available at http://gogn.lv.is/files/2016/simulation_of_krafla_geothermal_system.pdf

Lárus Þorvaldsson, Jean-Claude Berthet, Andri Arnaldsson, 2016, "Energy extraction in 60 MW_e and 110 MW_e Krafla scenarios", Vatnaskil Memo No. 16.14. Available at http://gogn.lv.is/files/2016/krafla_UNFC_memo.pdf

Tobias Björn Weisenberger, Guðni Axelsson, Andri Arnaldsson, Anett Blischke, Finnbogi Óskarsson, Halldór Ármannsson, Hanna Blanck, Helga Margrét Helgadóttir, Jean-Claude C. Berthet, Knútur Árnason, Kristján Ágústsson, Sigríður Sif Gylfadóttir and Valdís Guðmundsdóttir, 2015, "Revision of the Conceptual Model of the Krafla Geothermal System", ÍSOR-2015/012, Vatnaskil 15.03, LV-2015-040. Available at <http://www.landsvirkjun.is/Media/2015-040.pdf>.

Application de la Classification-cadre des Nations Unies pour les ressources aux ressources énergétiques géothermiques

Études de cas

Cette publication présente une série de 14 études de cas sur l'application de la Classification-cadre des Nations Unies pour les ressources à l'énergie géothermique en Allemagne, en Australie, en Fédération de Russie, en Hongrie, en Islande, en Italie, en Nouvelle-Zélande, aux Pays-Bas et aux Philippines.

Établie par le Groupe d'experts de la classification des ressources de la Commission économique pour l'Europe (CEE), la Classification-cadre s'applique à toutes les ressources énergétiques et minérales dans le monde. Il s'agit notamment des sources d'énergies renouvelables, des ressources anthropiques et des projets d'injection aux fins du stockage géologique du dioxyde de carbone.

La Classification-cadre peut être appliquée à l'énergie géothermique en s'appuyant sur deux séries de spécifications pour l'application de la Classification-cadre aux sources d'énergies renouvelables et aux ressources énergétiques géothermiques établies en 2016.

Les études de cas présentées ici visent à illustrer l'application des spécifications pour l'énergie géothermique afin de favoriser l'utilisation uniforme de la Classification-cadre dans différents contextes.

Ces exemples d'application issus de divers pays exposent un éventail de scénarios d'une classification des ressources géothermiques cohérente avec la classification des autres ressources énergétiques.

Service de l'information
Commission économique pour l'Europe

Palais des Nations
CH - 1211 Genève 10, Suisse
Téléphone : +41(0)22 917 44 44
Télécopie : info.ece@unece.org
Site Web : <http://www.unece.org>