ACADÉMIE DES TECHNOLOGIES
POUR UN PROGRÈS RAISONNÉ, CHOISI ET PARTAGÉ

LES POTENTIELS DE LA GÉOTHERMIE EN SOUTIEN À LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUE

Patrick Ledermann
Membre de l'Académie des technologies et président du pôle Énergie

Séance du 28 février 2024

Résumé

Les différentes formes de géothermie, de surface ou profonde, à vocation calogène ou électrogène, constituent un puissant moyen de décarboner notre système énergétique, d'autant que la France dispose d'un sous-sol largement favorable à la mise en œuvre de ces technologies, aussi bien dans son territoire métropolitain qu'outre-mer. Après un développement très dynamique dans les années 1970 et 1980, la géothermie a connu un coup d'arrêt, le plan gouvernemental adopté en février 2023 prévoit différentes mesures pour la relancer. L'objectif est de parvenir, d'ici vingt ans, à économiser 100 TWh/an de gaz grâce aux différentes technologies géothermiques.

Pour l'heure, le principal obstacle est le manque de compétences et la nécessité de reconstruire un écosystème qui a beaucoup souffert de cette interruption. Des innovations consistant, notamment, à associer le stockage souterrain de chaleur à la géothermie, ou encore à hybrider cette dernière avec l'extraction de lithium ou le stockage du CO_2, pourraient la rendre plus compétitive vis-à-vis d'autres énergies renouvelables comme l'éolien ou le solaire.

Intervenants

Christophe POINSSOT
Directeur scientifique au BRGM

Mikael PHILIPPE
Responsable de l'unité « Géothermie » du BRGM

Christophe DIDIER
Directeur des géoressources, incluant la thématique de la géothermie, du BRGM

Francis CLARET
Directeur du programme « Transition énergétique et espace souterrain » au BRGM

Sommaire

Les différentes géothermies 2
Potentiel et limites de la géothermie de surface 3
La géothermie profonde à vocation calogène ou électrogène 5
Les innovations dans la géothermie 7
Débats 9

Les différentes géothermies

Christophe Poinssot

Il existe deux grands types de géothermie, la géothermie de surface et la géothermie profonde, avec plusieurs sous-catégories (figure 1). La géothermie de surface consiste à valoriser la stabilité de la température des couches superficielles par le biais de pompes à chaleur, afin d'en tirer de la chaleur en hiver et du refroidissement en été.

La géothermie profonde vise à valoriser, via un échangeur thermique, la chaleur présente au-delà d'un millier de mètres de profondeur, grâce à un fluide que l'on peut soit récupérer pour alimenter des réseaux de chaleur, soit, lorsque la température est suffisante, utiliser sous forme de vapeur pour produire de l'électricité.

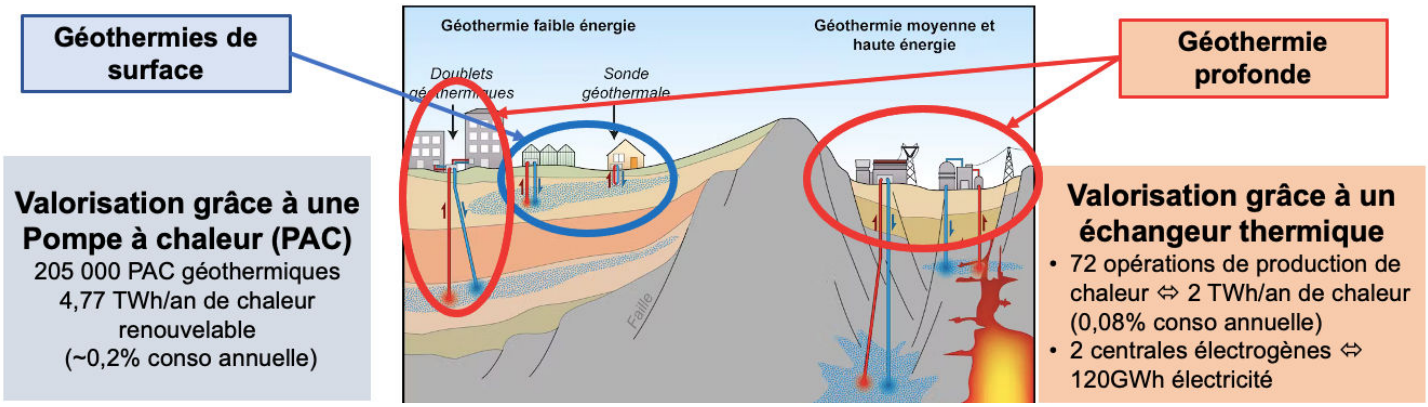


figure 1

En France, un sous-sol favorable à la géothermie

Les pays qui ont le plus investi dans ces technologies sont, pour la géothermie calogène, la Chine, les États-Unis, la Suède, l'Allemagne et la Turquie, et, pour la géothermie électrogène, les États-Unis, l'Indonésie, les Philippines, la Nouvelle Zélande et la Turquie.

La capacité à récupérer la chaleur souterraine dépend de la structure géodynamique du sol. Le GIEC (Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat) a identifié, pour chaque région du monde, le type d'énergie renouvelable à privilégier. En Europe, il estime que la géothermie pourrait représenter un quart de l'énergie renouvelable accessible.

En France, nous avons la chance de disposer d'un contexte relativement favorable, en particulier pour la géothermie calogène, qu'elle soit de surface ou profonde, mais aussi pour la géothermie profonde à vocation électrogène, d'une part sur le fossé rhénan et, d'autre part, dans les territoires d'Outre-Mer.

Les atouts des géothermies

L'énergie issue des géothermies a le grand mérite d'être largement décarbonée et renouvelable. Sur l'ensemble du cycle de vie, ses émissions sont de 30 grammes de CO_2 par kWh, un taux comparable à celui de l'énergie photovoltaïque. À ceci s'ajoutent d'autres paramètres environnementaux favorables, comme une faible empreinte foncière, l'absence d'intrants chimiques, l'absence de déchets, ou encore le caractère durable des installations.

Sur le plan économique, les coûts de production de la géothermie calogène sont proches de ceux du gaz pour la géothermie de surface, et beaucoup plus avantageux pour les réseaux de chaleur reposant sur la géothermie profonde. Pour la géothermie électrogène, ils peuvent être compétitifs lorsque le site est favorable. Dans le cas de la centrale géothermique de Bouillante, en Guadeloupe, la production d'électricité revient environ à 120 €/MWh. En revanche, cette technologie nécessite des investissements importants, avec le risque que le forage ne s'avère pas productif. La France a mis en place, de longue date, un Fonds chaleur qui couvre en partie ces investissements.

Les risques associés à la géothermie

Outre le risque financier, certaines technologies de géothermie profonde peuvent entraîner, dans des environnements très fracturés, comme c'est le cas autour de Strasbourg, un risque de sismicité induite par l'activation de failles préexistantes. Elles peuvent aussi provoquer la mise en contact d'aquifères et de couches géologiques, avec un risque de contamination ou de désordres géotechniques, comme dans le cas de Lochwiller, également en Alsace, où des couches anhydres mises en contact avec une nappe phréatique ont gonflé, ce qui a entraîné des fissures dans le bâti. Ces risques ont un impact important sur l'acceptabilité sociale de la géothermie.

Un plan national pour la géothermie

En France, les géothermies ne représentent que 0,3 % de la production d'énergie primaire. Elles dégagent un chiffre d'affaires annuel de 120 millions d'euros et ne génèrent qu'un nombre d'emplois limité. En 2023 a été adopté un plan d'action national visant à « *permettre de produire en 15 à 20 ans suffisamment de chaleur géothermique pour économiser 100 TWh/an de gaz* ».

Pendant les deux ans de travail qui ont précédé l'adoption de ce plan, le BRGM (Bureau de recherches géologiques et minières) a travaillé sur un cas d'école, la rénovation d'une maison individuelle de 100 mètres carrés avec une étiquette énergétique F et une chaudière gaz en fin de vie. Nous avons montré que le remplacement de la chaudière gaz par une pompe à chaleur géothermique, avec une isolation optimisée (et non maximale) est plus intéressant que son remplacement par une chaudière neuve, un chauffage électrique ou une pompe à chaleur aérothermique, aussi bien du point de vue économique qu'environnemental.

Ces calculs micro-économiques nous ont conduits à élaborer divers scénarios macro-économiques, comme le remplacement de la moitié du parc des chaudières individuelles en fin de vie par des pompes à chaleur géothermiques, ce qui devrait permettre, au bout de vingt ans, d'économiser 50 TWh/an de puissance électrique, ou 90 TWh si la démarche est étendue aux locaux tertiaires. Une dizaine de TWh/an supplémentaires pourraient être trouvés dans le déploiement de nouveaux réseaux de chaleur, dont une très faible part, aujourd'hui, est basée sur la géothermie.

Construire un écosystème industriel

Ces projections ambitieuses posent la question des compétences, de la R&D et de l'écosystème industriel qui seront nécessaires pour passer de 5 à 100 TWh/an. À l'heure actuelle, les investissements en R&D reposent essentiellement sur des financements publics.

Potentiel et limites de la géothermie de surface

Mikael Philippe

Le gradient géothermique moyen de la France est de 3,3 degrés par 100 mètres. Jusqu'à 200 mètres de profondeur, on ne dépasse pas beaucoup 20 ou 25 °C, en sorte que la géothermie peut être utilisée aussi bien pour produire du chaud que du froid, l'important étant la stabilité de la température.

Les différentes technologies

Il existe quatre grands types de géothermie de surface. Les technologies très superficielles, d'une profondeur inférieure à 10 mètres et adaptées à des maisons individuelles, fonctionnent en boucle fermée, avec des échangeurs horizontaux ou verticaux. Leurs atouts sont l'absence de forage (la mise en place se fait à la pelle mécanique), des démarches administratives simples et un entretien réduit. Leurs inconvénients sont la nécessité d'une disponibilité foncière (pour les échangeurs horizontaux, cela représente jusqu'à deux fois la surface à chauffer, avec impossibilité de planter des arbres ou de construire une piscine) et des performances limitées par l'influence des variations saisonnières de température, surtout pour les échangeurs horizontaux.

Les sondes géothermiques verticales, compatibles avec tout type de bâtiment, ont une profondeur allant de 50 à 200 mètres. Elles comprennent un tube en U de 125 à 160 millimètres de diamètre et une cimentation sur toute la profondeur pour isoler les différents niveaux aquifères et optimiser l'échange conductif. Leurs atouts sont la fiabilité, la performance, un impact foncier réduit, la longévité et un entretien limité. Leur inconvénient est le nombre de forages nécessaire pour les grands bâtiments, en particulier les tours, et le risque de refroidissement du sol par conduction à proximité du forage.

Les doublets thermiques sur nappe reposent sur le principe d'une boucle ouverte, avec un puits de pompage de moins de 100 mètres de profondeur, un transfert thermique via un échangeur de chaleur placé en surface et un puits de réinjection. Cette technologie ne nécessite que deux forages mais leur coût est élevé car ils sont équipés de tubes crépinés avec massif filtrant. Elle est adaptée à de gros bâtiments avec des besoins de chauffage ou de froid de 30 à 50 kW. Dans la mesure où les deux puits sont éloignés l'un de l'autre, la température reste constante au cours de la saison.

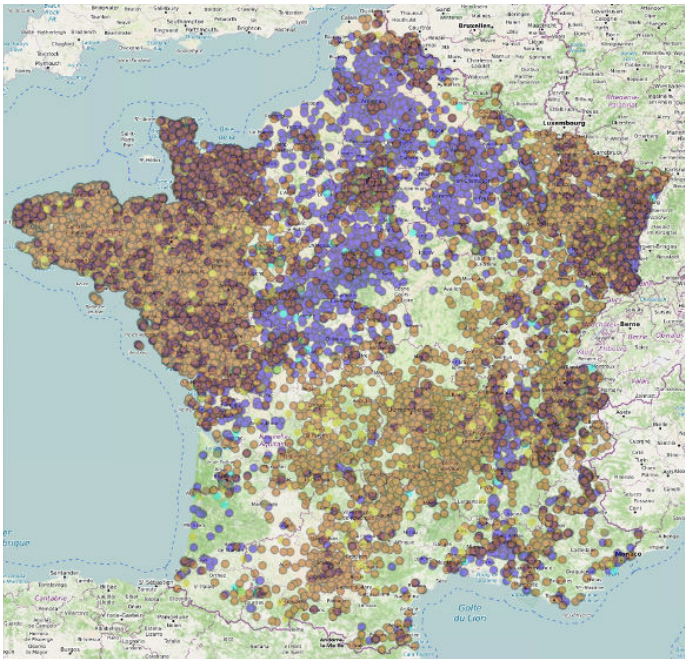
Il existe également des technologies dites mixtes, dans lesquelles l'échangeur en boucle fermée est inséré dans les éléments de fondation, tels que pieux, parois moulées, dalles, semelles ou autres éléments en béton en contact avec le sol, ce qui restreint l'utilisation de cette technologie à de nouveaux bâtiments. À Rennes, par exemple, les parois et le radier de quatre nouvelles stations de métro ont été équipés d'échangeurs thermiques pour chauffer et rafraîchir les bâtiments construits au-dessus de ces stations. L'impact foncier est nul et le coût d'investissement réduit car des forages sont de toute façon nécessaires pour implanter les fondations du bâtiment. L'inconvénient est la rareté des professionnels qualifiés pour concevoir et mettre en œuvre ces équipements, ainsi que pour assurer la coordination entre géotechnique et énergétique.

Le marché français

En 2023, on dénombrait, en France, 205 000 installations de géothermie de surface (dont 3 500 créées en 2022), représentant 4,6 TWh d'énergie renouvelable (figure 2). La quasi-totalité de ces installations concerne des maisons individuelles (94 % des installations et 63 % de l'énergie produite, les équipements étant plus productifs dans le tertiaire).

Sur les 184 TWh de consommation primaire d'énergies renouvelables pour usage de chaleur en 2022, 46 TWh étaient issus de pompes à chaleur, dont 4,6 TWh de pompes à chaleur géothermiques, ce qui représente 2,5 % de l'ensemble, soit un peu plus du double du solaire thermique. Après des années assez favorables entre 2005 et 2010, la dynamique de développement de la géothermie de surface s'est tassée, en raison de la suppression du crédit d'impôt pour la transition énergétique. Grâce aux nouvelles aides, il semble que la filière soit en train de redémarrer.

L'analyse de la répartition par technologies des pompes à chaleur installées chaque année montre que la place des renouvellements est importante (43 %) car les pompes installées entre 2000 et 2010 arrivent en fin de vie. Les autres opérations concernent les sondes (31 %), les échangeurs compacts et horizontaux (24 %) et un très faible nombre de doublets sur nappe (2 %). Sur le plan géographique, les sondes (en marron et beige sur la carte) sont prédominantes sur les zones de socle (Bretagne, pays de la Loire, massif central, Vosges) et les doublets sur nappe (en bleu et turquoise sur la carte) sont concentrés sur les bassins sédimentaires, en particulier l'Ile-de-France.



INSTALLATIONS DE GÉOTHERMIE DE SURFACE SUR ÉCHANGEURS FERMÉS (SONDE)
● Installation réalisée ● Installation déclarée

INSTALLATIONS DE GÉOTHERMIE DE SURFACE SUR ÉCHANGEURS OUVERTS (NAPPE)
● Installation réalisée ● Installation déclarée

figure 2

Sur le marché européen des pompes à chaleur, la France se positionne très bien pour l'aérothermie et beaucoup moins bien pour la géothermie. En 2021, 25 000 pompes à chaleur géothermiques ont été vendues en Suède, contre 3 200 en France, alors que notre pays compte 6,5 fois plus d'habitants.

La filière professionnelle

Alors que le nombre de bureaux d'études qualifiés pour des projets de géothermie connaît une forte augmentation, l'effectif des foreurs qualifiés reste stable, à un niveau assez faible. Quant au nombre d'installateurs de pompes à chaleur géothermiques, il est inconnu car les qualifications ne distinguent pas géothermie et aérothermie.

Le plan gouvernemental en faveur de la géothermie

Pour la partie géothermie de surface, le plan gouvernemental adopté en février 2023 prévoit de renforcer le nombre de foreurs qualifiés en développant la formation professionnelle et en créant des formations initiales. Le SFEG (Syndicat national des entrepreneurs de puits et de forage d'eau et de géothermie) et l'AFPG (Association française des professionnels de la géothermie) ont mis au point un certificat de qualification professionnelle pour des assistants foreurs et deux sessions de formation ont déjà été organisées par un consortium constitué de l'École française de forage, du GRETA (groupement d'établissements) Midi Pyrénées et du BRGM. Par ailleurs, le programme prévoit un nouveau processus de certification, ainsi que l'industrialisation des activités de forage par l'optimisation des performances techniques des équipements et une meilleure organisation des chantiers.

Une deuxième série de mesures consiste à affiner le cadre règlementaire pour inciter au développement de projets de géothermie de surface. Ceci passe par la finalisation de la cartographie des zones où les différentes technologies sont autorisées, mission confiée au BRGM. Seuls 5 % du territoire national n'ont accès à aucune forme de géothermie.

Une troisième série de mesures vise à inciter à l'installation de pompes à chaleur géothermiques dans le secteur résidentiel et tertiaire en renforçant la visibilité des professionnels, en portant à 5 000 euros (sans condition de revenus) le « coup de pouce chauffage » pour l'installation d'une pompe à chaleur géothermique en remplacement d'une chaudière, ou encore en augmentant le nombre de projets dans le secteur tertiaire via les contrats Chaleur renouvelable du Fonds Chaleur.

La géothermie profonde à vocation calogène ou électrogène

Christophe Didier

La géothermie profonde concerne les forages d'une profondeur supérieure à 200 mètres, ce qui augmente la température des fluides utilisés (60 à 200 °C). En France, on dénombre 80 installations de production géothermie profonde à vocation calogène produisant un total de 2 TWhth/an, ainsi que 2 centrales électrogènes, l'une en Alsace et l'autre en Guadeloupe, produisant 120 GWhe.

Les doublets sur aquifères profonds

En géothermie profonde, la technologie la plus développée est celle des doublets. Elle permet d'exploiter des aquifères dont la température est suffisante pour alimenter, grâce à un échangeur en surface, un réseau fermé de chauffage destiné à un nombre important de logements. Une fois refroidie, l'eau est réinjectée dans le même aquifère. L'écartement entre les deux puits du doublet est calculé pour que leur exploitation puisse durer au moins trente ans. Au-delà, l'eau réinjectée peut commencer à refroidir la zone de production de l'aquifère.

Cette technologie peut être mise en œuvre dans des bassins sédimentaires tels que ceux de l'Ile-de-France, de l'Aquitaine et du sud-est de la France. Pourtant, sur les 800 réseaux de chaleur existant aujourd'hui, seuls 50 sont alimentés au moins partiellement par la géothermie profonde, pour l'essentiel en Ile-de-France, où 350 000 logements sont chauffés de cette façon.

Avec l'appui de la DGEC (Direction générale de l'énergie et du climat), le BRGM a entrepris l'inventaire des aquifères profonds offrant une épaisseur, un débit et une température suffisants. Pour ce faire, nous retraitons des données existantes, notamment sismiques. Un premier volet concernant le Loiret sera publié au printemps 2024. L'ensemble de l'étude devra être terminé en six ans. L'objectif est d'essaimer la culture et la pratique de la géothermie profonde dans de nouvelles régions.

Les exploitations en socle profond

La géothermie par doublets sur socle profond (au-delà de 1 500 mètres) vise à capter des fluides suffisamment chauds (au moins 150 ou 160 °C) pour générer de la vapeur et produire de l'électricité. Cette technologie a été mise en œuvre dans la centrale de Soultz-sous-Forêts (Alsace), née d'un projet lancé dans les années 1980 qui a nécessité 30 années de recherche et 80 millions d'euros d'investissement. Elle est opérationnelle depuis une quinzaine d'années.

Cette centrale était conçue au départ pour exploiter des fluides situés à 2 000 mètres de profondeur mais, faute d'une température suffisante, il a fallu descendre à 5 000 mètres. Cette technologie nécessite de créer une communication entre le puits produisant de l'eau chaude et celui permettant de réinjecter l'eau froide. Le projet initial prévoyait de recourir à la fracturation hydraulique mais il s'est avéré préférable d'exploiter les fissures existantes grâce à des stimulations hydrauliques ou chimiques qui leur confèrent une perméabilité et un débit suffisants.

La stimulation hydraulique présente l'inconvénient de générer une petite activité sismique, généralement imperceptible, mais parfois plus importante. Une fois l'exploitation mise en œuvre de façon stable, cette sismicité induite diminue. En partenariat avec l'INERIS (Institut national de l'environnement industriel et des risques), le BRGM a produit un guide permettant d'identifier les prédispositions d'un site à développer ces phénomènes et fournissant des solutions pour les prévenir.

Les exploitations en zone volcanique

La géothermie en zone volcanique permet de profiter de la chaleur magmatique, à des profondeurs bien moindres que celles évoquées précédemment.

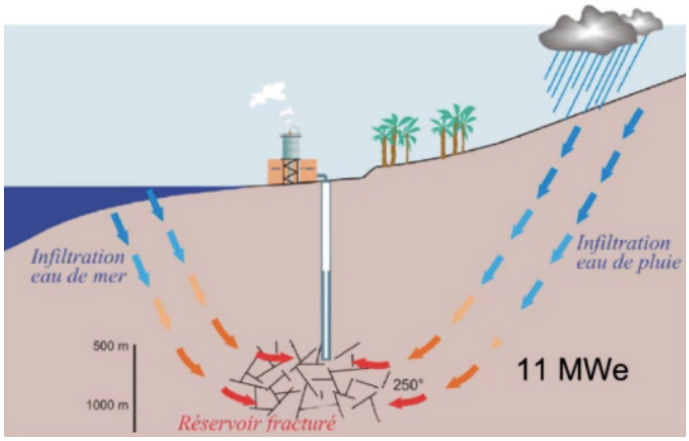


figure 3

La centrale de Bouillante, située en Guadeloupe, exploite la chaleur de roches situées entre quelques centaines et un millier de mètres de profondeur, à proximité d'un réservoir magmatique (figure 3). Ces roches, fracturées, sont infiltrées par de l'eau de mer (58 %) et de l'eau de pluie (42 %) qui sont portées à une température de 250 à 260 °C. Deux puits d'exploitation permettent de produire jusqu'à 110 GWh par an, et de nouveaux puits viennent d'être forés afin d'accroître la production de 10 MWh supplémentaires. La centrale couvrira alors 10 % de la consommation d'électricité de la Guadeloupe.

Cette ressource est très précieuse dans la mesure où l'île ne peut pas bénéficier de l'électricité d'origine nucléaire et tire l'essentiel de son énergie de l'importation d'hydrocarbures. D'autres centrales pourraient être créées en Guadeloupe, mais aussi en Martinique, à La Réunion et à Mayotte. Le BRGM est en train de publier un rapport sur les territoires d'outre-mer où ce type de projet pourrait être développé.

Les innovations dans la géothermie

Francis Claret

Les innovations en matière de géothermie portent à la fois sur la caractérisation des ressources, sur leur développement et sur leur exploitation.

Les BETEG

Les BETEG (boucles d'eau tempérée à eau géothermique) permettent des échanges de chaleur entre bâtiments, par exemple au sein d'un quartier ou d'une zone industrielle, et fonctionnent un peu comme un *smart grid*, avec des ressources diverses (eau géothermique, mais aussi eaux usées, eau de mer, eau de surface…), un pilotage décentralisé qui permet de répondre aux besoins de chaud et de froid des différents bâtiments, et un équilibrage thermique de la boucle d'eau grâce à des échangeurs géothermiques (figure 4).

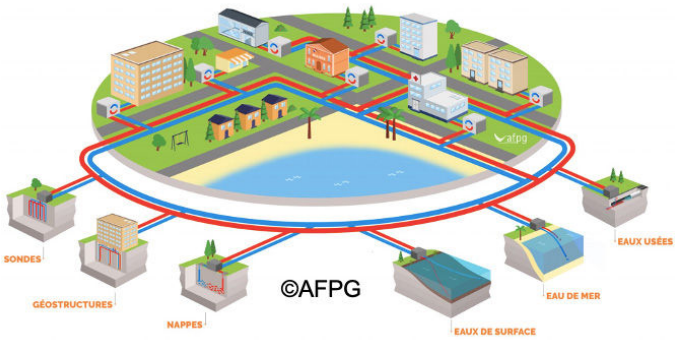


figure 4

Le stockage souterrain de chaleur

Le stockage souterrain de chaleur permet de valoriser l'énergie lorsque la demande de chaleur est la plus importante. Le projet européen PUSH-IT porte sur l'extension des plages de températures de stockage jusqu'à des températures élevées (90°C). L'un des objectifs est d'analyser les risques de modification des populations bactériennes ou de la géochimie des milieux, ce qui pourrait perturber le fonctionnement des échangeurs.

Advanced Geothermal System

Employée dans la géothermie profonde, la technologie AGS consiste à substituer une boucle fermée à la boucle ouverte et à utiliser un fluide caloporteur qui peut être de l'eau ou du CO_2 supercritique. Ceci permet de réduire fortement le risque de sismicité induit par la stimulation hydraulique ou chimique des fissures existantes, d'éliminer le risque de ne pas trouver de ressource ou de perméabilité suffisante, et enfin de limiter la consommation d'eau. Cette technologie emprunte beaucoup à l'Oil & Gas : les forages peuvent être pilotés très précisément et déviés pour s'adapter aux caractéristiques du milieu géologique, éviter d'endommager la boucle et optimiser la production. Un premier démonstrateur existe au Canada et d'autres sont prévus en Allemagne, en Italie, aux Caraïbes.

Des modélisations réalisées en faisant varier divers paramètres (température du réservoir, longueur du puits, débit massique, température d'injection, système coaxial ou boucle en U, type de fluide, degré de convection du réservoir) ont abouti à une quarantaine de scénarios révélant une gamme de performance très large, de la dizaine de kW à la dizaine de MW. Tous ces scénarios convergent vers une chute rapide de la température de production suivie d'une stabilisation à une valeur nettement inférieure à la température initiale du réservoir. Par exemple, pour un réservoir à 500°C, la température de production ne dépassera pas 125°C. L'exploitation à un débit plus faible augmente la température de production mais diminue également la production totale de chaleur. Cette technologie paraît receler un grand potentiel mais nécessitera encore beaucoup d'investigations.

Supecritical Geothermal Systems

Une autre piste consisterait à utiliser de l'eau quasiment au contact d'une chambre magmatique, voire à l'intérieur de la chambre, avec des températures supérieures à 374 degrés et des pressions supérieures à 211 bars, c'est-à-dire à l'état supercritique. Le développement de cette technologie est un défi et nécessite des initiatives de recherche transnationales afin de réduire les coûts d'investissement. Les méthodes d'exploration et les technologies de forage et de complétion doivent être adaptées, de même que les instruments et stratégies de diagraphie et de surveillance, ou encore les outils de simulation. Il semble nécessaire d'envisager la construction d'un laboratoire de recherche souterrain afin de tester les approches technologiques tout au long de la chaîne de développement.

La géothermie offshore

Sur l'axe des dorsales océaniques, des évents hydrothermaux évacuent une partie de la chaleur interne de la Terre. Des acteurs de l'Oil & Gas comme CGG et TotalEnergies envisagent de recycler leurs plates-formes offshores pour produire de l'hydrogène à partir de cette chaleur, en réinjectant le CO_2 dans des roches mafiques ou ultramafiques.

Extraire le lithium des eaux géothermales

Les eaux géothermales contiennent du lithium, dont la teneur dépend de la température du fluide, de sa salinité et du milieu géologique. La valorisation de ce lithium bas carbone rendrait l'énergie géothermique compétitive par rapport à d'autres énergies renouvelables, comme le photovoltaïque et l'éolien, et permettrait de conforter son modèle économique. Des études allemandes montrent que la concentration en lithium diminue de 30 à 50 % pendant les dix premières années d'exploitation, en raison de la réinjection de l'eau, qui entraîne une dilution. Par la suite, la concentration reste constante grâce à une réalimentation par le système de fracture ouverte.

Le projet AGeLi (Alsace Géothermie Lithium), une joint-venture entre Eramet et Électricité de Strasbourg, a pour ambition de produire 10 000 tonnes de carbonate de lithium par an, ce qui correspondrait à la quantité nécessaire pour fabriquer les batteries de 250 000 véhicules. Le déploiement de 33 centrales géothermiques profondes dans la région du fossé rhénan supérieur (en Allemagne) permettrait d'extraire suffisamment de lithium pour produire 1,2 million de batteries de véhicules électriques par an.

Associer géothermie et stockage de CO_2

Une étude bibliographique portant sur 150 articles scientifiques a mis en évidence une quinzaine de concepts d'hybridation entre géothermie et captage/stockage du CO_2. Par exemple, les doublets géothermiques sur nappe pourraient servir à stocker du CO_2 industriel, sous forme dissoute, tout en produisant de l'énergie géothermique, qui pourrait être exploitée par la même industrie ou alimenter un réseau de chaleur proche. Cette technologie pourrait intéresser de petits émetteurs industriels (moins de 150 000 tonnes de CO_2 par an) et constituerait également une façon de conforter le modèle économique de la géothermie (figure 5).

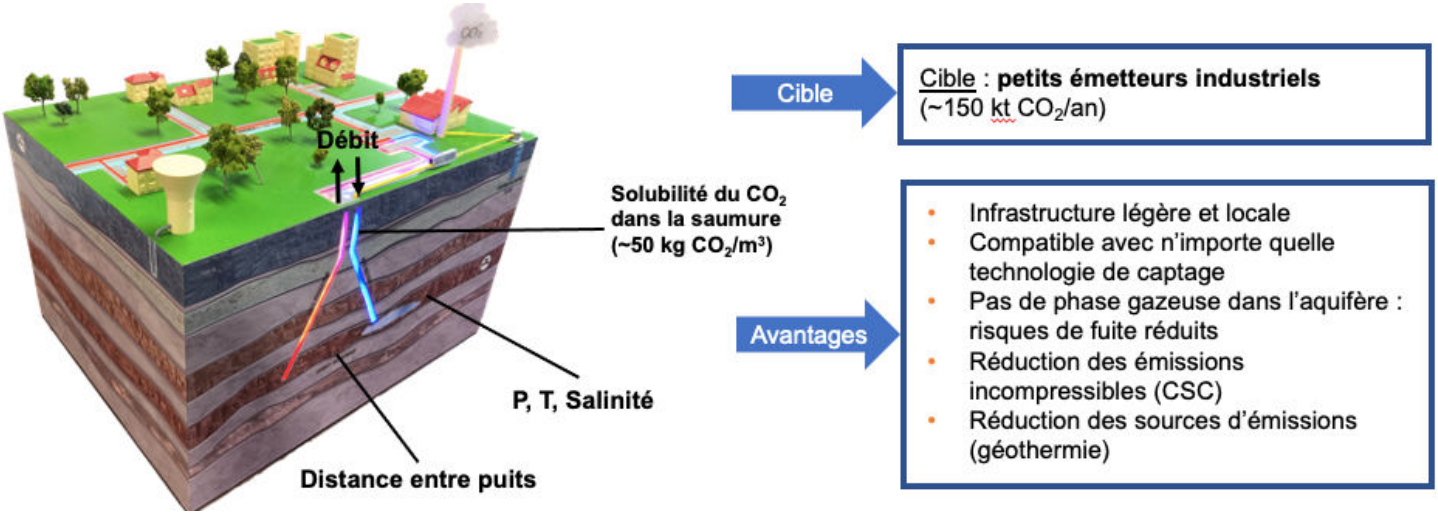


figure 5

Débats

Une énergie vraiment renouvelable ?

La géothermie est présentée comme une énergie renouvelable, mais le fonctionnement des pompes à chaleur nécessite de l'électricité, même si c'est de trois à cinq fois moins que pour du chauffage électrique.

Dans la mesure où les aquifères exploités en géothermie se refroidissent progressivement, peut-on réellement parler d'une énergie renouvelable ?

Christophe Poinssot : La question se pose surtout pour la géothermie profonde à vocation calogène, et pour une région comme l'Ile-de-France, où la multiplication des forages risque d'entraîner une diminution progressive des rendements. Ailleurs, la densité est encore très faible. Le renouvellement de la chaleur géothermique est limité par la conduction des roches, qui est assez réduite. Globalement, cependant, nous sommes loin d'avoir épuisé la chaleur radioactive de notre globe.

Le stockage de chaleur inter saisonnier permettrait de prolonger la durée de vie des forages, voire de la multiplier par deux.

Mikael Philippe : Certains fabricants proposent déjà de combiner géothermie et solaire thermique en toiture, ce qui permet d'assurer la recharge thermique du sous-sol en été.

Qu'en est-il de la durabilité des équipements ? Vous avez parlé d'un taux de renouvellement important.

Mikael Philippe : Les installations en boucle fermée avec échangeur thermique peuvent durer une centaine d'années. Pour les doublets, à condition qu'ils soient bien conçus et mis en œuvre, on peut espérer une durée de vie d'une cinquantaine d'années, quitte à devoir changer la pompe immergée et à curer le puits au bout de 20 ou 25 ans.

Les difficultés à trouver des réparateurs

La situation est beaucoup moins favorable en ce qui concerne les pompes à chaleur, qui peuvent tomber en panne assez rapidement. Or, il est parfois encore plus difficile de trouver un réparateur qu'un installateur.

Mikael Philippe : Sachant que le nombre de pompes à chaleur aérothermiques installées est environ cent fois supérieur à celui des pompes à chaleur géothermiques, les premières bénéficient de bien plus de progrès techniques que les autres, et les installateurs sont moins habitués à réparer les pompes à chaleur géothermiques.

Christophe Poinssot : C'est l'histoire de l'œuf et de la poule. L'écosystème actuel d'entreprises n'est pas suffisant, notamment en matière d'après-vente, ce qui n'aide pas au développement du marché. Sachant que la géothermie constitue un puissant moyen de décarboner notre système énergétique, il faudrait investir massivement dans la formation des compétences sur l'ensemble de la chaîne de valeur.

Les raisons du faible déploiement de la géothermie

On parle de la géothermie depuis une trentaine d'années déjà. Pourquoi n'a-t-elle pas connu le même développement que d'autres énergies renouvelables ?

Christophe Poinssot : Le tissu industriel souffre d'un manque d'acculturation et de compétences pour la mise en œuvre des projets de géothermie, mais aussi d'un manque d'intérêt. Pour un installateur qui sous-traite la partie forage, il est moins rentable de vendre une installation géothermique qu'une chaudière à gaz. Enfin, à titre personnel, je soupçonne que la géothermie n'est pas assez technologique, ni assez visible…

Après un développement très rapide dans les années 1970 et 1980, la géothermie a subi un coup d'arrêt lié, notamment, à des problèmes techniques qui ont nécessité de recourir à des échangeurs en titane, très coûteux, et aussi à la baisse du coût de l'énergie qui, à partir de 1985, a rendu la géothermie moins compétitive. En conséquence, ce secteur manque aujourd'hui d'opérateurs.

Le potentiel

Vous avez indiqué que seuls 5 % du territoire national n'ont accès à aucune forme de géothermie. Quelle part de la population cela représente-t-il ?

Mikael Philippe : La répartition de la population sur le territoire n'est pas homogène. Nous avons donc également calculé le pourcentage de la population n'ayant accès à aucune forme de géothermie. Il est de 3 %.

On cherche des foreurs

J'habite à la campagne et j'ai trouvé sans difficulté un installateur à proximité. En revanche, le nombre de foreurs qualifiés est incroyablement faible. Le plus proche se trouve à 300 kilomètres de chez moi, ce qui entraîne un coût d'intervention très élevé. Combien de foreurs le BRGM forme-t-il par an ?

Mikael Philippe : Le consortium dont le BRGM fait partie avec l'École française de forage a déjà organisé deux sessions de formation au métier d'assistant-foreur. C'est très peu, d'autant qu'il faut plusieurs années d'expérience à un assistant-foreur pour devenir foreur. Encore faut-il qu'il en ait toujours envie car, même si ce métier est bien rémunéré compte tenu du niveau de qualification, il reste difficile, avec notamment des horaires contraignants, liés à la nécessité d'intervenir très loin. On peut espérer que cela va changer car, dans certaines régions, la demande est extrêmement forte, si bien que les foreurs n'acceptent plus que les gros chantiers et imposent des délais de huit ou neuf mois. Certains groupes se positionnent sur cette activité et se dotent de plusieurs ateliers de forage. On peut cependant craindre que la montée en compétence ne progresse pas aussi vite que la demande.

Christophe Poinssot : À supposer que les compétences soient au rendez-vous, un autre facteur limitant serait le nombre de machines de forage disponibles. C'est l'ensemble de l'écosystème qui doit être reconstruit.

Le stockage du gaz carbonique

Si l'on stocke du CO_2 dans les aquifères du Bassin parisien, qui est un synclinal, ne risque-t-on pas de le voir ressortir au Havre ou à Nancy ?

Francis Claret : Il ne s'agit pas de CO_2 supercritique mais de CO_2 dissous dans l'eau.

C'est comme du Perrier, c'est-à-dire de l'eau saturée en CO_2 telle qu'on en trouve souvent dans le sous-sol à l'état naturel, mais sans les bulles, en raison de la pression qui s'exerce sur elle. Compte tenu de la vitesse de déplacement des fluides dans le sous-sol, il faudra un grand nombre d'années pour que ce CO_2 parvienne au Havre…

Mots-clés : Bouillante, BRGM, centrale géothermique, géothermie en zone volcanique, doublets thermiques, échangeurs thermiques, géothermie, lithium, pompes à chaleur, sondes géothermiques.

Citation :Patrick Ledermann, Christophe Poinssot, Mikael Philippe, Christophe Didier & Francis Claret. (2024). *Les potentiels de la géothermie en soutien à la transition énergétique*. Les séances thématiques de l'Académie des technologies. @

Retrouvez les autres parutions des séances thématiques de l'Académie des technologies sur notre site

Académie des technologies. Le Ponant, 19 rue Leblanc, 75015 Paris. 01 53 85 44 44. academie-technologies.fr
Production du comité des travaux. Directeur de la publication : Patrick Pélata. Rédacteur en chef de la série : Hélène Louvel. Auteur : Élisabeth Bourguinat. n° ISSN : 2826-6196.

Les propos retranscrits ici ne constituent pas une position de l'Académie des technologies et ils ne relèvent pas, à sa connaissance, de liens d'intérêts. Chaque intervenant a validé la transcription de sa contribution, les autres participants (questions posées) ne sont pas cités nominativement pour favoriser la liberté des échanges.