



HAL
open science

Géosciences et atténuation des rejets de gaz à effet de serre

Isabelle Czernichowski-Lauriol, Patrice Christmann, Bernard Sanjuan

► **To cite this version:**

Isabelle Czernichowski-Lauriol, Patrice Christmann, Bernard Sanjuan. Géosciences et atténuation des rejets de gaz à effet de serre. *Géosciences*, 2015, N° spécial "Géosciences et Changements climatiques". hal-01201801

HAL Id: hal-01201801

<https://brgm.hal.science/hal-01201801>

Submitted on 18 Sep 2015

HAL is a multi-disciplinary open access archive for the deposit and dissemination of scientific research documents, whether they are published or not. The documents may come from teaching and research institutions in France or abroad, or from public or private research centers.

L'archive ouverte pluridisciplinaire **HAL**, est destinée au dépôt et à la diffusion de documents scientifiques de niveau recherche, publiés ou non, émanant des établissements d'enseignement et de recherche français ou étrangers, des laboratoires publics ou privés.



Les ressources et les capacités de stockage du sous-sol offrent des solutions pour atténuer le changement climatique. Par le développement de technologies novatrices, chacune de ces solutions pourra, à sa manière, en accompagnant notamment le développement des énergies renouvelables, contribuer à réduire les émissions de gaz à effet de serre, parvenant même parfois à réduire la concentration en CO₂ de l'atmosphère.

La centrale géothermique islandaise de Hellisheidi abrite un pilote de réinjection dans le sous-sol de CO₂ sous forme dissoute.

© Kelly Reed, Université de Virginie, École d'architecture.



Géosciences et atténuation des rejets de gaz à effet de serre



Isabelle Czernichowski-Lauriol

BRGM, DIRECTION DU DÉVELOPPEMENT
i.czernichowski@brgm.fr

Patrice Christmann

BRGM, DIRECTION DE LA STRATÉGIE
ET DE LA RECHERCHE
p.christmann@brgm.fr

Bernard Sanjuan

BRGM, DIVISION GÉOTHERMIE,
DIRECTION DES GÉORESSOURCES
b.sanjuan@brgm.fr

Avec la collaboration de :

Anne Gaëlle Bader, André Burnol, Vincent Bouchot,
Chrystel Dezayes, Hubert Fabriol, Sylvie Gentier,
Olivier Goyeneche, Philippe Rocher
et Christophe Tournassat

L'atténuation de l'augmentation des teneurs des gaz à effet de serre dans l'atmosphère pourrait bénéficier du développement de meilleures techniques et pratiques pour lesquelles les géosciences peuvent être particulièrement mobilisées. Elles instruisent notamment de l'importance du recours à la lithosphère les voies d'innovation ou d'évolution à raisonner au regard du changement global et de sa composante climatique.

Ces voies relèvent de deux approches complémentaires : d'une part la réduction de la production de gaz à effet de serre dans les filières, notamment énergétiques, d'exploitation, transformation et consommation et d'autre part le traitement des effluents de gaz à effet de serre pour éviter leurs impacts atmosphériques.

Ces deux volets ont été abordés à la faveur de diverses thématiques traitées et illustrées dans différents numéros de la revue *Géosciences* et un parcours de leur relecture permet d'en redistribuer et actualiser les principales contributions géoscientifiques selon quatre champs majeurs de développement :

- le recours à des sources d'énergie renouvelable dont notamment la géothermie ;
- le stockage dans le sous-sol pour l'exploitation de systèmes ou filières énergétiques non carbonés ;



- les réponses aux enjeux de ressources minérales et du couplage matière/énergie pour le bilan anthropique du CO₂ ;
- la gestion de flux de gaz à effet de serre dont notamment le captage et le stockage du CO₂.

Le développement de la géothermie et des autres énergies renouvelables

Si le recours aux ressources géothermales mobilise originellement la recherche géologique, il faut aussi bien considérer que le développement des autres énergies renouvelables induit nombre de problématiques géoscientifiques pour leurs installations, connexions, entretiens, vulnérabilités et impacts. Le cas des diverses énergies marines au regard de la dynamique du littoral est exemplaire : géotechnique des ancrages, rhéologie et apports sédimentaires, expositions aux risques [Géosciences n° 17 ; De Roeck (2013)].

La dimension géologique est première pour déterminer et caractériser une ressource géothermale exploitable sans intermittence, en flux et durée projetés. À la reconnaissance fiable de l'occurrence naturelle doit se combiner la maîtrise d'une ingénierie en forts progrès techniques. Mais les avancées géoscientifiques vont au-delà des ressources dorénavant conventionnelles et la reconnaissance technologique des grandes profondeurs s'instruit de grands démonstrateurs d'une géothermie de haute température susceptible d'un futur généralisé au-delà des zones privilégiées comme les arcs insulaires ou des niveaux naturellement perméables [Géosciences n° 16 ; Gentier (2013)].

Ainsi, la mobilisation scientifique et technique relève-t-elle de niveaux et d'approches variés dans leurs champs, stratégies et maturités opérationnels.

Déjà présente dans 82 pays, la production d'énergie géothermique, chaleur et électricité confondues, constitue une importante source de développement. Il s'agit d'une énergie renouvelable non intermittente, potentiellement accessible partout dans le monde, soit par l'utilisation directe de la chaleur, soit par l'intermédiaire de pompes à chaleur. Elle offre donc des solutions locales pour la production d'électricité ou de chaleur pour l'agriculture, l'industrie et le chauffage urbain (figure 1), favorisant ainsi la création de richesses dans les territoires et une indépendance énergétique [Géosciences, dossier spécial ; Flovenz (2009) ; Vernier (2013)]. Les cartes de la production mondiale d'électricité et de chaleur d'origine géothermique à fin 2014 sont données en figures 2 et 3. Le potentiel géothermique est cependant sous-exploité à l'heure actuelle. Ainsi, on estime que la capacité installée des centrales électriques géothermiques passera de 12,6 GWe aujourd'hui (soit l'équivalent de 14 réacteurs nucléaires) à 140 GWe en 2050 [Sanjuan (2013)], voire 160 GWe [Géosciences n° 16 ; Bourdon et Tournay (2013)].

La géothermie très basse température

La géothermie très basse température vise à exploiter des ressources géothermiques superficielles de très basse énergie (< 30 °C) pour assurer le chauffage, le rafraîchissement et/ou la production d'eau chaude sanitaire pour le bâtiment individuel, collectif et tertiaire

▲ **Fig. 1 : La géothermie, réponse énergétique multi-échelles.**

© BRGM – J. Dauphin



◀ **Fig. 2 : Carte de la production mondiale d'électricité d'origine géothermique à fin 2014.**

D'après les données du WGC 2015 (Bertani, 2015 ; document BRGM, Chéry 2015).



◀ **Fig. 3 : Carte de la production mondiale de chaleur d'origine géothermique à fin 2014.**

D'après les données du WGC 2015 (Lund et Boyd, 2015 ; document BRGM, Chéry 2015).



[*Géosciences* n° 18 ; Varet et Zelvelder (2014)]. Cette production d'énergie peut être qualifiée de diffuse, car sa mise en œuvre est possible un peu partout en présence ou non d'un aquifère superficiel. Elle représente dans le monde une production annuelle conséquente, égale ou supérieure à celle de la chaleur produite *via* la géothermie profonde. En France, elle est évaluée à 2,5 térawatts-heure (TWh). À titre d'exemple, un fort potentiel existe en Île-de-France et doit être couplé à celui de la géothermie profonde pour intégrer le développement de la géothermie dans le schéma régional du climat, de l'air et de l'énergie [*Géosciences* n° 16 ; Poux et Bel (2013)]. À Lyon, la nappe superficielle des alluvions du Rhône est exploitée depuis les années 1960 par pompe à chaleur pour la climatisation, ce qui a récemment fait l'objet d'une étude d'impact environnemental et thermique [*Géosciences* n° 16 ; Bézèlques-Courtade *et al.* (2013)].

La géothermie basse température en bassin sédimentaire

La géothermie basse température en bassin sédimentaire vise, pour l'alimentation de réseaux de chaleur, l'exploitation de réservoirs géothermiques profonds (typiquement 1 à 3 km) qui, du fait d'un gradient géothermique moyen ($\sim 3^\circ\text{C}/100\text{ m}$), conduit à prélever de l'eau chaude ($30\text{--}90^\circ\text{C}$) des aquifères pour couvrir uniquement des besoins de chaleur par échange thermique direct. La France, par l'exploitation de l'aquifère profond du Dogger dans le Bassin parisien [*Géosciences* n° 16 ; Poux et Bel (2013)], présente une densité d'opérations exceptionnelle pour un contexte non volcanique. La production annuelle de chaleur par ce type de géothermie représente environ 1 TWh [EurObservER (2011)]. Le Dogger de l'Île-de-France étant localement très exploité, la recherche

d'aquifères alternatifs devient cruciale, qu'il s'agisse d'aquifères sus-jacents comme l'Albien ou le Lusitanien ou plus profonds, comme le Trias [*Géosciences* n° 12 ; Bouchot *et al.* (2010)]. Des ressources géothermales basse température sont également exploitées dans le bassin aquitain et en Limagne, et sont présentes dans d'autres bassins comme la Bresse et le couloir rhodanien.

La géothermie haute température dans les zones en activité volcanique et/ou tectonique récente

La géothermie haute température consiste à exploiter des réservoirs dans la même gamme de profondeurs (typiquement 1 à 3 km), mais qui du fait d'un gradient géothermique élevé ($> 3^\circ\text{C}/100\text{ m}$), contiennent de l'eau très chaude ($> 90^\circ\text{C}$) et/ou de la vapeur susceptibles d'alimenter une turbine pour produire de l'électricité. Une capacité de production de 12,6 GWe existe de par le monde, pour une production annuelle de 73,5 GWh [Bertani (2015)]. Des usages en cascade de la chaleur résiduelle peuvent être développés. La production mondiale annuelle de chaleur par géothermie profonde (géothermies basse et haute températures confondues) est évaluée à 73 TWh [Lund et Boyd (2015)]. En France, il y a un fort potentiel dans les DROM volcaniques [*Géosciences* n° 14 ; Sanjuan *et al.* (2011)], en particulier dans les Caraïbes (Guadeloupe, Martinique) [*Géosciences* n° 16 ; Laplaige *et al.* (2013)] et également sur l'île de La Réunion [*Géosciences* n° 16 ; Sanciaut *et al.* (2013)]. Pour autant, la centrale géothermique de Bouillante (Guadeloupe, *figure 4*) est actuellement l'unique exploitation existante, avec une puissance de 15 MWe [*Géosciences* n° 14 ; Sanjuan *et al.* (2011)].

▲
Fig. 4 : Vue aérienne de l'usine géothermique productrice d'électricité de Bouillante sur la côte ouest de Basse-Terre (Guadeloupe).

Source : *Géosciences* n° 14 ; Sanjuan *et al.*, 2011.

h1b-2
d7-h1a

h1b-2
h3a
d6-h1a h1b

h1b

h3

h3G

h3G

h3a

d6-h1a

Les démonstrateurs de géothermie profonde (EGS)

Une évolution technologique majeure est le développement des *Engineered Geothermal Systems* (EGS), qui permettra l'exploitation généralisée des températures du sous-sol comprises entre 130 °C et 180 °C et généralement localisées entre 4 et 6 km de profondeur pour un gradient géothermique moyen, ou même vers 3 km de profondeur en cas de gradient particulièrement élevé (figures 5 et 6) comme dans le Fossé rhénan [Géosciences n° 16 ; Gentier (2013)]. Ces ressources, situées dans des contextes géologiques variés (rift, fond de bassins sédimentaires, périphérie de champ volcanique, etc.), sont non exploitables par les techniques conventionnelles, car les débits de fluides sont souvent trop faibles ou trop incertains. Le principe est d'avoir recours à trois leviers pour atteindre une exploitabilité économique : l'amélioration des débits par des méthodes de stimulation (thermique, chimique ou hydraulique) et la réinjection des fluides produits pour réalimenter l'échangeur thermique souterrain, par le recours à des architectures de puits sophistiquées (par exemple des puits subhorizontaux) pour augmenter la surface d'échange entre le puits et la formation rocheuse, et l'amélioration des cycles de production d'électricité ou de cogénération (électricité-chaleur) en

surface (avec l'emploi de fluides binaires, etc.). Sur la base des résultats acquis sur le pilote scientifique de Soultz-sous-Forêts (Alsace) initié au début des années 1990, des projets d'exploitation se sont développés dans le Fossé rhénan (Landau et Insheim en Allemagne pour la production d'électricité, Rittershoffen en France pour la production de chaleur industrielle) et des démonstrateurs dans d'autres contextes sont en train de voir le jour en France. D'autres expériences et démonstrateurs sont en cours dans d'autres pays européens, aux États-Unis et en Australie.

L'exploration du potentiel géothermique de la France reste à réaliser

L'exploration du potentiel géothermique de nombreuses zones de la France métropolitaine et des territoires d'outre-mer n'a pas encore été réalisée. L'Auvergne, par exemple, fait actuellement l'objet de campagnes d'exploration pour mieux connaître cette province géothermique complexe, en partie liée à un volcanisme récent et qui présente un flux de chaleur anormalement élevé et de multiples sources thermominérales (avec des températures atteignant jusqu'à 82 °C). D'après certains géothermomètres acquis à partir de ces eaux de source, l'Auvergne disposerait de ressources

Fig. 5 : La centrale géothermique de Soultz-sous-Forêts exploite la chaleur profonde des granites sous le graben du Rhin ; cette chaleur est apportée par les fluides chauds circulant dans le granite fracturé.

© GEIE Exploitation de la chaleur



géothermales comprises entre 150 et 220 °C, mais, faute de forages, on ignore encore si les réservoirs sont très profonds (5-6 km) ou à des profondeurs plus accessibles (< 3 km), mais masqués par des roches de couverture [Géosciences n° 16 ; Sanciaut *et al.* (2013)].

Le stockage dans le sous-sol pour la conception ou l'exploitation de filières énergétiques non carbonées

Les combustibles fossiles sont souvent comptablement considérés au regard de leur dimension de ressource énergétique, alors que l'économie de leur exploitation et de leur consommation repose prioritairement sur leur forte concentration en énergie chimique assez stable traduite dans leur important pouvoir calorifique. La compétitivité de filières énergétiques concurrentes (souvent tributaires d'une conversion en électricité) se pose alors souvent, plus qu'en termes de ressource, en termes de disponibilité localisée et instantanée et donc de stockages et de transferts des flux.

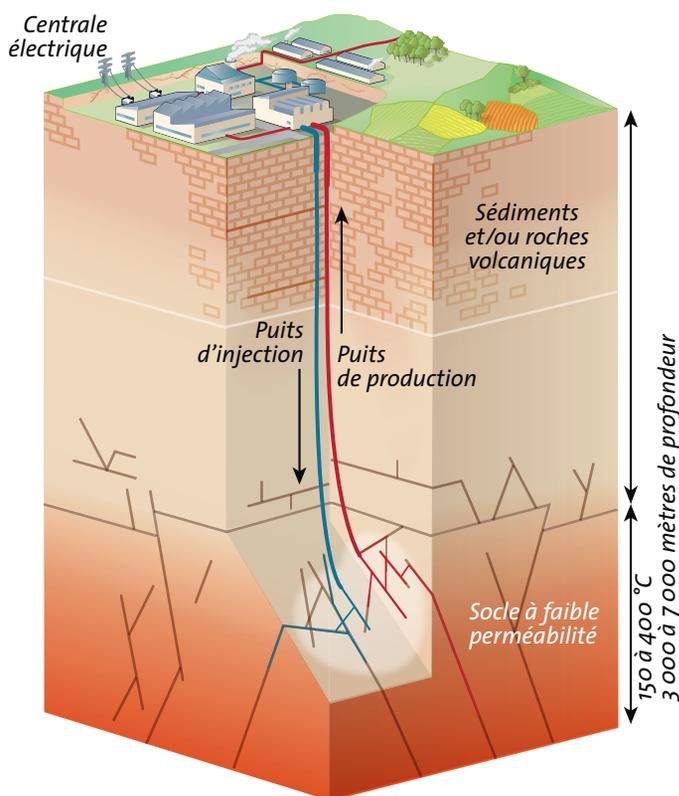
De forts enjeux scientifiques et techniques apparaissent alors dans la valorisation d'importants volumes du sous-sol moins soumis à des compétitions d'usages pour assurer ces types de stockages et transferts ou encore opérer un enfouissement suffisamment sécuritaire de déchets en aval de cycle (nucléaires principalement).

Le problème du stockage d'énergie est devenu un enjeu majeur au niveau national et international, du fait de la montée en puissance des énergies renouvelables dans le mix énergétique, la plupart étant intermittentes comme l'éolien et le solaire. Afin de trouver une bonne adéquation entre demande et production d'énergie et de garantir la stabilité des réseaux, il est important de trouver des solutions pour stocker massivement l'énergie et pour la restituer quand on en a besoin. Le stockage massif de l'énergie en sous-sol est amené à jouer un rôle clé parmi le panel de solutions possibles, grâce à sa pertinence tant technologique qu'écologique [Géosciences n° 16 ; Jacquelin et Bader (2013)]. Ce stockage relève des trois formes énergétiques : mécanique, thermique et chimique.

Stockages d'énergie par conversion physique de l'électricité

Deux technologies ont été développées :

– les stations de transfert d'énergie par pompage hydraulique (STEP), situées en montagne et correspondant chacune à deux bassins séparés d'un dénivelé suffisant (au moins 100 m) équipé d'une turbine



▲ **Fig. 6 :** Représentation schématique du concept *Enhanced Geothermal System* (EGS)

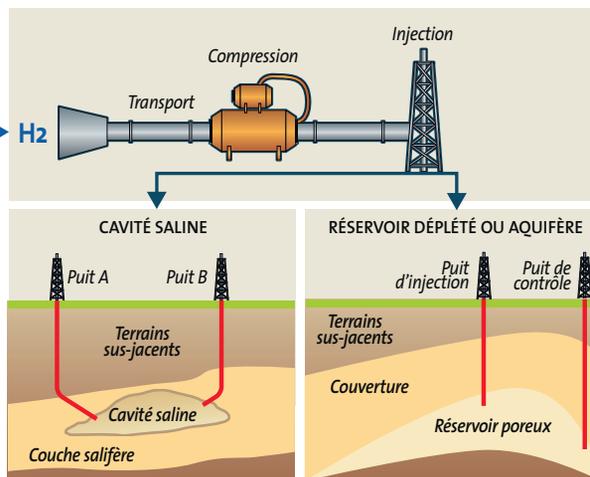
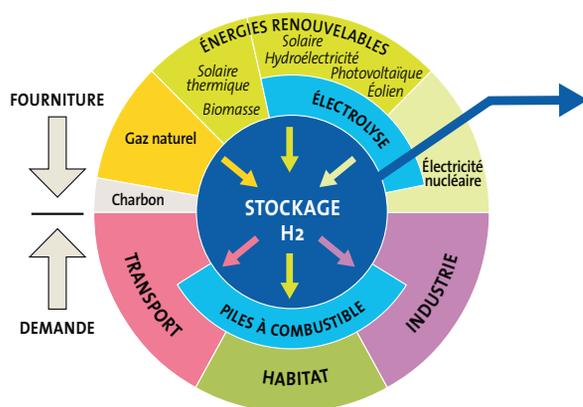
© BRGM Art Presse

et d'une pompe. Très développée dans le monde, cette technologie est notamment installée au barrage de Grand'Maison (Isère). Un nouveau concept est à l'étude, la STEP souterraine, qui utilise une cavité en sous-sol pour créer un dénivelé et s'affranchir des contraintes de topographie et des impacts visuels ;

- le stockage d'énergie par compression d'air (*Compressed Air Energy Storage* : CAES) peut permettre de réguler des excédents de production d'électricité grâce à un réservoir souterrain poreux ou de cavité en pression : à ce jour, la technique avec des cavités ouvragées est combinée avec le fonctionnement compressif des turbines à gaz de deux centrales électriques : à Huntorf (Allemagne) depuis 1978 et en Alabama (États-Unis) depuis 1991. Il reste des optimisations à faire pour améliorer les rendements, car il y a beaucoup de pertes d'énergie sous forme thermique lors de la compression. Des systèmes optimisés comme les accumulateurs adiabatiques à air comprimé permettraient de récupérer une partie de l'énergie utilisée pour la compression et de gagner ainsi en efficacité énergétique.

Le stockage thermique

Pour le stockage de chaleur en sous-sol, il existe comme pour le stockage d'électricité plusieurs types de réservoirs géologiques plus ou moins adaptés aux besoins en



termes de puissance ou de temps de décharge. Il s'agit d'opérations assez locales, car les réseaux de captage et de distribution de chaleur sont de petites dimensions, contrairement au stockage d'électricité qui peut être connecté à des infrastructures de plus grande échelle. Le choix des sites et modes de stockage sera donc très dépendant de la géologie locale.

On distingue trois grandes catégories de stockage de chaleur en sous-sol. La première consiste à emmagasiner de l'eau chaude dans des cavités souterraines, qui sont souvent d'anciennes galeries ennoyées. La deuxième est le stockage en aquifère, une roche poreuse et perméable dans laquelle on garde de la chaleur en été et que l'on peut récupérer en hiver. L'inverse est possible pour permettre un rafraîchissement estival. On peut notamment imaginer récupérer la chaleur fatale des usines pour la stocker dans le sous-sol, ce qui se pratique encore très peu. Le stockage de chaleur et de froid en aquifère demeure peu développé en France, contrairement aux Pays-Bas ou à l'Allemagne. Une référence phare pour cette technologie est à Berlin, sous le Parlement. Cette installation est double, avec un stock chaud à 300 m de profondeur pour extraire de la chaleur en hiver et un stock froid pour le rafraîchissement en été situé à 60 m de profondeur et reconstitué chaque hiver grâce à des pompes à chaleur géothermiques. La troisième catégorie est le stockage par champs de sondes géothermiques verticales de quelques dizaines à quelques centaines de mètres de profondeur dans lesquelles circule en circuit fermé de l'eau ou un fluide caloporteur

échangeant de la chaleur par conduction avec les roches. Ces champs de sondes géothermiques sont bien adaptés aux stockages intersaisonniers. Actuellement, ce type d'installation est surtout développé en Amérique du Nord. On compte toutefois une dizaine de réalisations exemplaires en France.

Ces diverses solutions de stockage d'énergie thermique et électrique en sous-sol sont très prometteuses et nécessitent pour leur développement des efforts accrus de recherche et la réalisation de pilotes à échelle réduite et de démonstrateurs en grandeur réelle.

Le stockage chimique sous forme d'hydrogène

Le développement d'une filière hydrogène répond au double souci de disposer d'un mode de stockage régulateur d'une énergie produite en conversion électrolytique de l'eau de l'électricité d'origine non fossile en dihydrogène, ainsi que de ce type de combustible distribuable en alternative aux hydrocarbures, voire du charbon (métallurgie). À ce jour, il n'existe que trois infrastructures de stockage souterrain du dihydrogène et elles ont été développées à des fins pétrochimiques et non pas en filière énergétique. Elles se situent au Royaume-Uni et aux États-Unis et stockent dans des cavités de formations salines. Des projets de recherches sont engagés pour développer d'autres types de sites de stockage (figure 7), notamment en réservoirs poreux (aquifères profonds ou anciens gisements épuisés d'hydrocarbures).

Le recours à la filière hydrogène peut aussi se concevoir comme prometteuse au regard des recherches imaginées sur la valorisation du CO₂ sous forme de méthane de synthèse par sa combinaison à l'hydrogène (notion de gaz renouvelable). Dans une telle option, il pourrait être nécessaire d'avoir aussi recours au stockage, alors réversible, de grands volumes de CO₂ dans le sous-sol.

▲ **Fig. 7 : La place du stockage dans la chaîne de l'hydrogène.**
© BRGM.

“ La maîtrise énergétique de l'exploitation des ressources minérales est un enjeu fort de long terme. ”



“ Les nouveaux matériaux métalliques de hautes performances permettent d’importants progrès d’économie d’énergie. ”

Les technologies de stockage d’électricité *via* une conversion en H₂ ou CH₄ sont appelées en anglais *Power-to-Gas* ou plus spécifiquement *Power-to-Methane* dans le second cas. Elles font l’objet actuellement d’un grand nombre de recherches et de démonstrateurs.

Par l’exemple du stockage du dihydrogène, on perçoit que le recours au sous-sol dans la gestion d’une filière énergétique optimisée peut ne pas se limiter au stockage purement énergétique, mais à toutes sortes de produits des cycles industriels.

Les travaux de recherches sur le stockage souterrain de déchets de l’aval du cycle nucléaire devant être isolés le temps nécessaire à la décroissance de leur radioactivité (plusieurs centaines de millions d’années) peuvent également être mentionnés. Différents concepts de stockages ont été développés dans le monde, qui diffèrent, entre autres, par la nature de la roche encaissante : argileuse en France, Suisse et Belgique, granitique en Finlande et Suède, saline en Allemagne, tuff aux États-Unis. En France, ces activités relèvent de la loi du 28 juin 2006 [Géosciences, dossier spécial, Landais et Lebon (2009)].

Les ressources minérales et le couplage matière/énergie

Le recours aux ressources minérales est primordial dans le développement industrialisé et les modes de vie contemporains. L’éco-efficacité de leur utilisation relève d’analyses devant intégrer des cycles d’extractions,

productions, consommations, retraitements complexes et imbriqués [Géosciences n° 15 ; Reuter *et al.* (2012)]. Ils se traduisent par des impacts énergétiques découlant non seulement de l’importante consommation énergétique dans l’élaboration des métaux et des matériaux, mais aussi dans les modes de consommations que les technicités de ces produits induisent.

En production primaire, c’est près de 12 % de la consommation énergétique mondiale qui est consacrée aux filières de l’industrie minérale. En termes d’émissions anthropiques de gaz à effet de serre, le bilan s’alourdit de plusieurs pourcents en considérant la décarbonation en CO₂ minéral des roches en traitement des minerais et industries du ciment et intrants minéraux.

On perçoit alors tout l’intérêt de poursuivre les efforts dans :

- l’optimisation des procédés de traitement des minerais dont 70 % de la consommation énergétique est consacrée à la réduction granulométrique (figure 8) [Géosciences n° 15 ; Carencotte *et al.* (2012)] ;
- le développement d’une économie circulaire notamment par recyclage des métaux au plan énergétique (économie de l’énergie de réduction à l’état métallique), mais également, en termes de cycle du CO₂, de sources secondaires non carbonatées d’alcalins ou alcalino-terreux (scories, résidus thermiques...) [Géosciences n° 3 ; Czernichowski-Lauriol (2006)].

Fig. 8 :
Vues extérieure et intérieure d’un broyeur à boulets. Le broyage correspond à 70 % de la consommation énergétique du traitement des minerais.

© Caspeo.





La maîtrise énergétique de l'exploitation des ressources minérales est un enjeu fort de long terme, car leur demande industrielle est en forte croissance quantitative [Géosciences n° 15 ; Wellmer (2012)], mais aussi qualitative par la diversité des substances dorénavant recherchée par l'apparition de technologies nouvelles et notamment de celles répondant plus ou moins directement à des soucis d'atténuation des émissions de gaz à effet de serre.

Les nouveaux matériaux métalliques (alliés ou non) de hautes performances permettent d'importants progrès d'économie d'énergie dans leurs usages (figure 9) : résistance mécanique et légèreté combinées, propriétés catalytiques, magnétiques, électroniques, électrochimiques [Géosciences n° 1 ; Hoquard (2005)].

Parallèlement aux économies de consommation, les besoins en métaux pour la production et la distribution d'énergie, notamment sous forme d'électricité à partir de sources renouvelables s'intensifient et se diversifient dorénavant sur une vaste gamme d'éléments du tableau de Mendeleiev.

Des rapports produits par la Commission européenne [Moss *et al.* (2011, 2013)] donnent des informations détaillées relatives aux besoins en métaux selon la technologie utilisée. Le scénario *Blue Map* de l'Agence internationale de l'énergie (AIE) [Taylor *et al.* (2010)]

définit les capacités des divers modes de génération d'électricité renouvelable et nucléaire à installer, en moyenne, chaque année d'ici 2050 pour contribuer à hauteur de 23 % à l'objectif de réduction de 50 % des émissions mondiales de CO₂ par rapport au niveau observé en 2005. Le croisement de ce type de données permet de déterminer la consommation annuelle moyenne en divers métaux qui résulterait de la mise en œuvre du scénario *Blue Map*, avec les technologies actuelles (tableau 1).

Même en se limitant à la seule production d'électricité, le scénario *Blue Map* de production d'énergies « vertes » a donc un impact important sur la demande en métaux, dont certains sont très rares, au point que la demande pourrait largement dépasser leur production mondiale (tellure pour les panneaux photovoltaïques au cadmium tellure (CdTe) à couche mince, ruthénium pour la catalyse nécessaire à la production de biocarburants) ou entrer en conflit avec d'autres usages. À cette demande devront être ajoutés les besoins en métaux nécessaires à la construction de dizaines de milliers de kilomètres de lignes de transmission et d'unités de stockage tampon de l'énergie provenant de sources intermittentes (éolien, solaire).

Ces besoins en production minière supplémentaires sont un facteur de risques de tensions géopolitiques, d'impacts environnementaux accrus, de hausse des cours

Fig. 9 : Les besoins en métaux pour des usages de haute technologie, comme pour la production d'énergies renouvelables, s'intensifient.
À gauche : miroir du télescope spatial James Webb.
À droite : montage d'une éolienne.

À gauche © Nasa ;
à droite © Fotolia.



des matières premières, risques qui pourront être partiellement limités par des évolutions technologiques réduisant la demande en matières premières. Le recyclage ne réduira que marginalement la demande à cause de la durée de vie très longue des installations (de vingt ans à plus de quarante ans). Le besoin en métaux constitue donc un véritable défi pour l'essor des énergies renouvelables. Ce défi et les solutions pour y répondre ont fait l'objet du numéro 15 de *Géosciences* « Ressources minérales – Contribution au Sommet de la Terre 2012 ». Le développement de bases de données publiques, telles que celles générées par le programme *European reference Life-Cycle Database* (<http://eplca.jrc.ec.europa.eu/ELCD3/>) est nécessaire pour mesurer l'évolution des flux et des stocks des métaux utilisés, ainsi que les impacts liés à leur production. Cela permet d'orienter la recherche et les choix technologiques, notamment pour identifier les processus de production d'énergie fournissant le meilleur ratio énergie investie/énergie produite avec les plus faibles impacts possibles, tout en ayant les plus faibles coûts d'investissement et de production possibles. L'équation énergétique est loin d'être simple et cet article n'a fait qu'effleurer un sujet de grande importance pour l'humanité.

L'AIE vient de publier sa révision 2015 du scénario *Blue Map*, celui-ci assignant aux énergies renouvelables un objectif de 30 % de contribution à l'effort de réduction des émissions de CO₂ et au nucléaire une part de 8 % [AIE (2015)]. Ceci conduit à une forte révision à la hausse du scénario de consommation de métaux pour la production d'électricité présenté en *tableau 1*. La disponibilité de certains métaux et/ou l'envolée de leur prix pourrait restreindre la possibilité de réaliser ce scénario.

La gestion de flux de gaz à effet de serre

La combustion de ressources fossiles, qui produit du CO₂, est le facteur principal d'émission anthropique de gaz à effet de serre. Néanmoins, d'autres émissions potentielles peuvent être traitées pour limiter leurs impacts en effet de serre dans l'atmosphère. C'est notamment le cas du méthane émanant de résidus organiques ou de gisements de charbon en exploitation ou en après-mine qu'une gestion optimisée peut conduire à valoriser énergétiquement en réduisant par vingt le facteur d'impact sur l'effet de serre (*Géosciences* n° 16 ; Leynet, 2013).

Un enjeu majeur réside dans l'évitement du rejet atmosphérique du CO₂ de nombreuses installations industrielles, mais aussi dans le piégeage et stockage du CO₂ atmosphérique.

MÉTAUX ET MÉTALLOÏDES	BESOINS DE CONSOMMATION ANNUELLE (EN %)
Plomb	4,7
Argent	4,9
Cadmium	4,9
Titane	5,9
Magnésium	6,8
Cobalt	7,3
Étain	8,3
Cuivre	13,1
Molybdène	16,2
Nickel	36,3
Indium	42,6
Tantale	43,7
Tellure	210,4
Ruthénium	215,3

◀ **Tableau 1 :** Besoins de consommation annuelle en métaux (en % de la production annuelle observée en 2010) entre aujourd'hui et 2050 pour permettre aux énergies renouvelables de contribuer à 17 % et à l'énergie nucléaire à 8 % aux efforts de division par deux des émissions de CO₂ (scénario AIE 2010). Seuls sont représentés les métaux et métalloïdes dont la consommation mondiale résultante est supérieure à 4 % de la production mondiale de 2010.

Source : P. Christmann.

Le stockage géologique de CO₂

Selon le scénario de l'AIE montrant comment la mise en œuvre et le déploiement de différentes technologies pourraient permettre de réduire les émissions de CO₂ du secteur de l'énergie par deux d'ici à 2050 et de limiter le réchauffement planétaire à 2 °C, le stockage massif en couches géologiques profondes du CO₂ émis par les installations industrielles, pour éviter de l'émettre dans l'atmosphère (technologie de captage et stockage de CO₂ – CSC ou CCS en anglais), pourrait contribuer à hauteur de 13 % aux efforts nécessaires [AIE (2015)].

Les recherches sur le captage et le stockage de CO₂ ont démarré dans le monde dans les années 1990 avec l'idée de renvoyer dans le sous-sol sous forme de CO₂ le carbone qu'on y extrait sous forme de charbon, de pétrole ou de gaz naturel, l'exploitation de ces énergies fossiles étant la principale cause du réchauffement climatique. Boucle vertueuse qui devrait permettre de ne plus participer à la perturbation du compartiment atmosphère de la Terre et qui s'appuie notamment sur l'existence de nombreux gisements naturels de CO₂, véritables analogues naturels montrant que les couches géologiques profondes peuvent piéger durablement de très grandes quantités de CO₂.

La technologie de captage et stockage de CO₂ (figure 10) a fait l'objet en 2005 d'un rapport spécial du GIEC, lui reconnaissant un rôle clé à jouer pour contribuer à réduire les émissions de CO₂, là où l'usage des énergies fossiles reste nécessaire au développement [Géosciences n° 3 ; Varet (2006) ; Géosciences, dossier spécial ; Sweeney (2009)]. Les principes des différentes technologies de captage de CO₂ au niveau des installations industrielles, de transport du CO₂ par bateau ou canalisation jusqu'à un lieu de stockage, puis d'injection dans des aquifères salins profonds, des réservoirs de pétrole ou de gaz épuisés ou des veines de charbon profondes, ont été présentés dans la revue *Géosciences* n° 3 [Czernichowski-Lauriol (2006)], ainsi que les premières réalisations concrètes dont la première mondiale sur le site de Sleipner en Norvège, en opération depuis 1996.

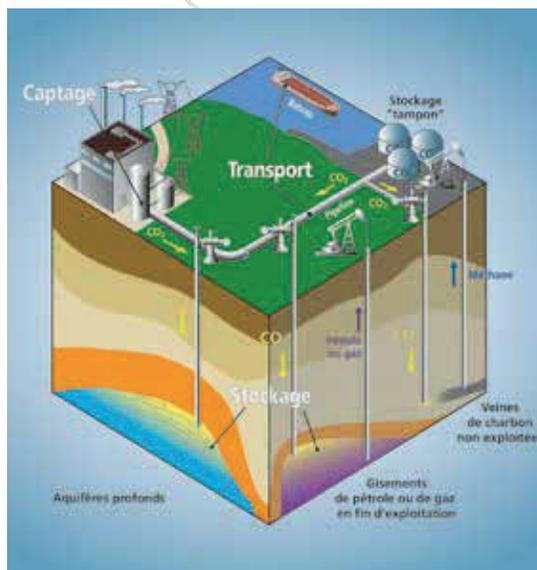


Fig. 10 : Captage et stockage géologique du CO₂ en profondeur.

© BRGM.

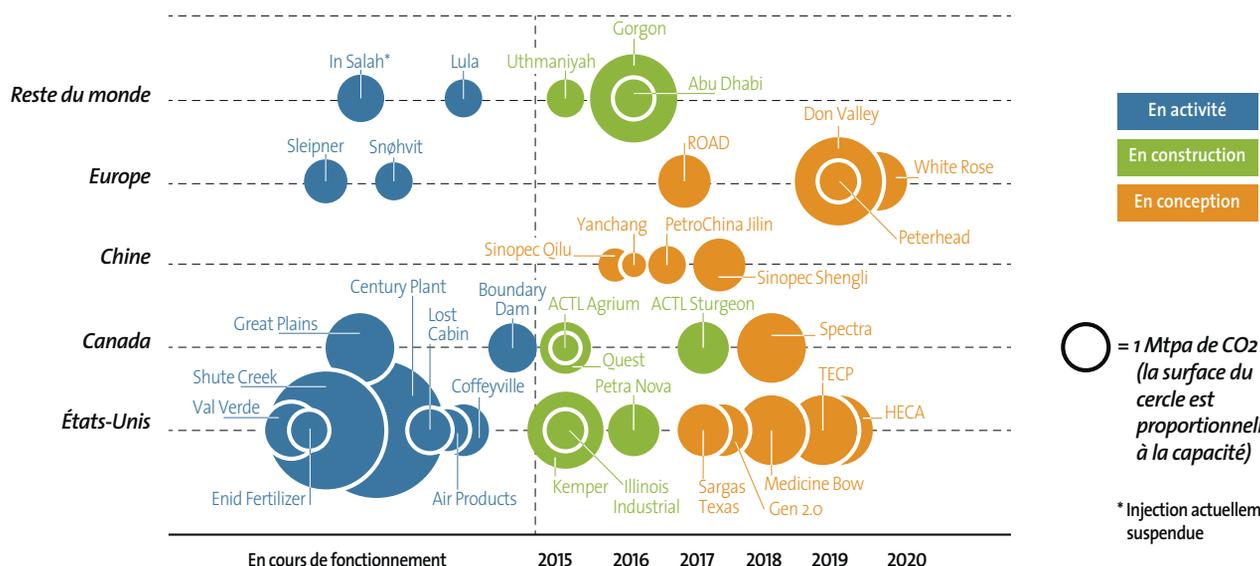
Un état des lieux et un historique européen et mondial du développement de la technologie CSC, tant dans ses aspects techniques que réglementaires, économiques et sociétaux, ont été réalisés récemment dans la revue *Géosciences* n° 16 [Czernichowski-Lauriol, 2013] et à l'occasion de la conférence internationale GHGT-12 aux États-Unis en octobre 2014 [Czernichowski-Lauriol et Stead (2014)]. Une vision des projets dans le monde a été donnée dans *Géosciences* n° 16 [Kneppers et al. (2013)].

d'autres en cours de design [Global CCS Institute (2014) ; cf. figure 11]. Ces 22 projets permettront au total de réduire les émissions de CO₂ d'environ 40 Mt/an. Aujourd'hui, les quantités de CO₂ déjà stockées sont de l'ordre de 50 Mt. Cela correspond seulement à 0,06 % des 90 Gt de CO₂ à stocker entre 2015 et 2050 selon le scénario 2015 de l'AIE. Avec deux projets, la Norvège a été pionnière du fait de l'existence d'une taxe sur le CO₂. Les autres projets sont situés hors Europe, en Amérique du Nord essentiellement, et sont pour la plupart associés à la récupération assistée de pétrole. En effet, sans marché fort du CO₂ ou autres incitations, il n'y a actuellement pas de modèle économique viable pour permettre l'essor du CCS en dehors de la récupération assistée de pétrole.

Il y a actuellement dans le monde 13 projets CSC de taille industrielle en exploitation (injectant de l'ordre de 1 Mt de CO₂ par an), 9 autres en cours de construction et

Fig. 11 : Les opérations de captage et de stockage de CO₂ de taille industrielle dans le monde : en cours d'injection, de construction ou de conception.

Source : Global CCS Institute 2014.



○ = 1 Mtpa de CO₂ (la surface du cercle est proportionnelle à la capacité)

* Injection actuellement suspendue



Des pilotes de stockage de petite envergure sont aussi réalisés à des fins de recherche scientifique, notamment en Europe, Amérique du Nord, Australie et Japon. Véritables laboratoires de terrain dans des conditions géologiques variées, ils permettent grâce à l'injection de quantités limitées de CO₂ (moins de 0,1 Mt) de faire des avancées significatives dans les outils et méthodologies génériques pour développer des stockages efficaces et sûrs, ainsi que de caractériser plus précisément les formations géologiques ciblées, car chaque site de stockage est particulier et dépendant de la géologie locale. Plus nombreux seront les retours d'expérience de sites concrets, plus il sera facile de préparer des stockages grande nature sur de nombreux autres sites et de préparer le déploiement à grande échelle de la technologie de captage et stockage de CO₂. En Europe continentale, le pilote de stockage de CO₂ d'Hontomin en Espagne près de Burgos est le seul actif (*figure 12*). Des tests d'injection de CO₂ en aquifère profond carbonaté ont démarré en 2014. Deux autres pilotes ont terminé leurs essais d'injection et sont dans une phase de contrôle post-injection : celui de Ketzin en Allemagne près de Berlin (dans un aquifère profond gréseux) et celui de Rousse en France (dans un champ de gaz épuisé en roche carbonatée) associé au pilote de captage de CO₂ de Lacq [*Géosciences*, dossier spécial ; Lepoutre(2013)].

Des synergies combinant stockage de CO₂ avec d'autres technologies se dessinent, comme l'injection de CO₂ dans des veines de charbon profondes non exploitées avec récupération du méthane qui y est naturellement piégé et qui pourrait donc être valorisé [*Géosciences* n° 16 ; Leynet (2013)], le couplage avec la géothermie [Castillo *et al.* (2014)], le couplage avec la filière biomasse énergie permettant de pomper activement le carbone de l'atmosphère et de générer ainsi des bilans carbone négatifs [*Géosciences* n° 16 ; Dupraz et Fabbri (2013)], ou le couplage à l'utilisation du CO₂ et au stockage d'énergie [*Géosciences* n° 16 ; Czernichowski-Lauriol (2013); CO₂GeoNet (2014)].

Pour que le déploiement généralisé de cette technologie de lutte contre le réchauffement climatique puisse s'effectuer rapidement, il est nécessaire de multiplier les pilotes et démonstrateurs dans des contextes géologiques variés pour acquérir une solide expérience de terrain, d'accroître les efforts de recherche pour développer des outils et méthodologies robustes pour la sélection des sites de stockage, la prédiction et la surveillance de leur comportement, et de développer un cadre économique incitatif, avec un marché du CO₂ fort et d'éventuels instruments financiers complémentaires, ce qui ne pourra



résulter que d'une politique vigoureuse de lutte contre le réchauffement climatique [Czernichowski-Lauriol et Stead (2014) ; CO₂GeoNet (2014)].

Des pistes de recherches sur la séquestration géologique du CO₂ atmosphérique

Le CO₂ atmosphérique est naturellement piégé dans les forêts et les sols. La séquestration du carbone dans les sols et les forêts correspondrait à un puits de carbone des surfaces continentales voisin de 11 % du CO₂ émis par la combustion des énergies fossiles ; cependant, une contrepartie de 3 % équivalents CO₂ rectifierait ce bilan du fait des émissions agricoles de méthane et d'oxyde nitreux. Il faut savoir que le recours aux prairies optimise la séquestration [*Géosciences* n° 18 ; Soussana (2014)].

À la faveur d'un atelier de réflexion prospective initié par l'Agence Nationale de la Recherche (ANR) portant sur des solutions de « géo-ingénierie climatique » (ARP REAGIR, ANR 2014), il a été évoqué d'envisager les possibilités de combiner le stockage géologique avec des dispositifs originaux d'absorption du CO₂ présent dans l'atmosphère, indépendamment donc des modes (anthropiques ou naturels), points et lieux (notamment diffus) d'émission. Il en est de même pour reconsidérer des techniques nouvelles de séquestration du CO₂ atmosphérique par recombinaisons en chimie minérale à partir de roches à éléments suffisamment mobilisables pour une carbonatation. Ces voies nouvelles pourraient bénéficier d'une économie dite en seconde intention, c'est-à-dire à la faveur de procédés mis en œuvre principalement à d'autres fins (dessalement d'eau, traitement de minerais, productions minérales...).

▲ **Fig. 12 : Site pilote de stockage géologique de CO₂ d'Hontomin : au premier plan, la tête de puits et les installations d'injection du CO₂, avec les différents tuyaux qui amènent le CO₂ contenu et conditionné dans les installations situées à l'arrière-plan.**

© CIUDEN.

“ La technologie de captage et stockage de CO₂ a fait l'objet en 2005 d'un rapport spécial du GIEC. ”



Conclusion

Il est sûrement d'une présentation quelque peu arbitraire que de sérier les grandes solutions ou contributions proposées par les géosciences face au formidable enjeu de mobilisation pour l'atténuation mondiale des causes anthropiques du changement climatique. Ces solutions peuvent d'ailleurs être combinées ou additionnées. Elles ont toutefois en commun le défi générique de l'accès à la connaissance du sous-sol, ce sous-sol qui est au cœur des solutions technologiques pour parvenir à un mix énergétique décarboné et dont les recours nécessitent de développer des méthodes d'exploration, de caractérisation, d'exploitation et de monitoring innovantes afin que ses usages énergétiques et ses ressources minérales répondent aux critères de performance, de sécurité et de respect de l'environnement.

Une difficulté particulière pour le déploiement des technologies du sous-sol est liée à l'investissement conséquent nécessaire au départ du fait des coûts élevés des forages ainsi qu'au risque de trouver en forant une roche ne correspondant pas aux caractéristiques attendues, par exemple en termes de porosité et de perméabilité, ou encore de concentration minérale, du fait notamment de l'hétérogénéité naturelle de certaines formations ou occurrences géologiques. C'est ce qu'on appelle le « risque géologique », inhérent à l'exploitation d'objets naturels « géologiques », dont la description et les propriétés comportent toujours un certain niveau d'incertitude, qui bien que décroissant au fur et à mesure de l'exploration et de l'exploitation d'un site doit être pris en compte et maîtrisé *via* des solutions adaptées.

Pour ne pas freiner les importants investissements privés ou publics nécessaires aux projets d'utilisation du sous-sol, il est donc important que des fonds de couverture du risque soient mis en place pour garantir un remboursement partiel des frais engagés en cas de

résultats non conformes, comme cela a été le cas dès les années 1980 pour la couverture du risque des opérations géothermiques notamment dans le Bassin parisien (Fonds chaleur). Plus récemment, le Cluster GEODEEP de la géothermie française pour la chaleur et l'électricité a été créé en 2014 pour structurer et développer la filière française et un fond de 50 M€ apporté par l'ADEME, des opérateurs privés et la Caisse des dépôts, garantira les porteurs de projets contre le risque de trouver une ressource géothermale insuffisante.

Il est également important d'associer les parties prenantes de la société civile à la préparation des projets, d'autant plus que la méconnaissance de l'objet sous-sol par le grand public est parfois un facteur de rejet.

Dans le domaine de l'énergie et des ressources minérales, la gestion de l'espace souterrain en trois dimensions (3D) est encore loin d'avoir été planifiée et optimisée. Non seulement différents niveaux de cet espace peuvent être dédiés à des fonctions spécifiques, mais il est également possible de développer des synergies et des utilisations combinées [Géosciences n° 16 ; Varet (2013)]. Il faudra toutefois savoir gérer les compétitions d'usage lors du déploiement des différentes technologies à l'échelle industrielle, éviter les interactions qui pourraient perturber deux projets voisins et prévenir tout impact négatif sur l'environnement, par exemple sur les nappes d'eau souterraines utilisées pour l'alimentation en eau potable. Pour atteindre ces objectifs, des outils de simulation seront nécessaires, associés à des méthodes de surveillance pour pouvoir détecter et remédier le plus tôt possible à tout dysfonctionnement [Géosciences, dossier spécial, Fabriol et Bouc (2009)]. L'usage intégré et durable du sous-sol et de ses ressources pourra alors être un élément clé pour la réussite des stratégies d'atténuation du changement climatique. ■

“ Il est important que des fonds de couverture du risque géologique soient mis en place. ”

Bibliographie : AIE – International Energy Agency (2015) – Energy Technology Perspectives 2015 - Mobilising Innovation to Accelerate Climate Action. Bertani R. (2015) – Geothermal Power Generation in the World 2010-2014 Update Report. In Proceedings World Geothermal Congress 2015, Melbourne, Australia, 19-25 April 2015, 19 p. Bézégues-Courtade S. et al. (2013) – ImPAC Lyon : évaluer l'impact de l'exploitation des aquifères superficiels pour la climatisation. Géosciences n° 16, 64-69. Bouchot V. et al. (2010) – Les atouts énergétiques du bassin de la Loire. Géosciences n° 12, 88-99. Bourdon E., Tournaye D. (2013) – Géothermie : source d'indépendance énergétique et de développement durable. Géosciences n° 16, 16-25. Carençotte F. et al. (2012) – Économie circulaire et recyclage des métaux. Géosciences n° 15, 64-71. Castillo C. et al. (2014) – CO₂-DISSOLVED: a novel concept coupling geological storage of dissolved CO₂ and geothermal heat recovery – Part 2: Assessment of the Potential Industrial Applicability in France, Germany, and the U.S.A. GHGT-12 Conference, Austin, TX, USA; Oct. 5-9, 2014. Energy Procedia 63: 4519-4535. Czernichowski-Lauriol I. (2006) – Capture et stockage géologique du CO₂ : un recours nécessaire pour lutter contre le réchauffement planétaire. Géosciences n° 3, 78-85. Czernichowski-Lauriol I. (2013) – État des lieux du stockage de CO₂ en Europe. Géosciences n° 16, 78-85. Czernichowski-Lauriol I., Stead R. (2014) – Developments of CO₂ geological storage in Europe and the role of CO₂GeoNet. GHGT-12 International Conference on Greenhouse Gas Control Technologies - Austin USA, Oct. 2014. Energy Procedia 63, 8107-8115. CO₂GeoNet 2014 – Horizon CO₂ storage: the way forward for CO₂ storage in Europe. Outcomes of the 9th CO₂GeoNet Open Forum, San Servolo Island, Venice, Italy, 20-22 May 2014, 26 p. De Roeck Y.-H. (2013) – Les énergies marines renouvelables : un nouvel usage de l'espace littoral. Géosciences n° 17, 90-97. Dupraz S., Fabriol A. (2013) – Biomasse et stockage géologique, un couplage tourné vers l'avenir. Géosciences n° 16, 94-99. EurObserv'ER (2011) – 11th annual overview barometer. L'Observatoire des énergies renouvelables. <http://www.eurobserv-er.org/downloads.asp> Fabriol R., Bouc O. (2009) – Critères de sécurité pour le stockage géologique du CO₂. Géosciences, dossier spécial : 10 enjeux des géosciences, 36-37. Flovenz O. (2009) – La géothermie, énergie d'avenir. Géosciences, dossier spécial : 10 enjeux des géosciences, 48-55. Gentier S. (2013) – Les EGS : une méthode d'exploitation géothermique généralisée pour les températures de 130 à 180 °C. Géosciences n° 16, 54-63. Global CCS Institute (2014) – The Global Status of CCS: 2014, Melbourne, Australia. 192 p. Hocquard C. (2005) – Les enjeux des nouveaux matériaux métalliques. Géosciences n° 1, 6-11. Jacquelin L.M., Bader A.G. (2013) – Le stockage souterrain de l'énergie. Géosciences n° 16, 100-107. Knepfers A. et al. (2013) – A worldwide overview of carbon dioxide storage. Géosciences n° 16, 70-77. Landais P., Lebon P. (2009) – Les enjeux des recherches en géosciences pour le stockage géologique des déchets radioactifs. Géosciences, dossier spécial : 10 enjeux des géosciences, 112-113. Laplaige P. et al. (2013) – Développement de la géothermie dans la Caraïbe. Géosciences n° 16, 26-35. Lepoutre M. (2009) – Le projet pilote de captage et de stockage du CO₂ à Lacq. Géosciences, dossier spécial : 10 enjeux des géosciences, 107. Leynet A. (2013) – Renvoyer le carbone dans le charbon, le projet Carbolab. Géosciences n° 16, 86-93. Lund J.W., Boyd T.L. (2015) – Direct utilization of geothermal energy 2015 Worldwide Review. In Proceedings World Geothermal Congress 2015, Melbourne, Australia, 19-25 April 2015, 31 p. Moss R. et al. (2011) – Critical Metals in Strategic Energy Technologies. Assessing Rare Metals as Supply-Chain Bottlenecks in Low-Carbon Energy Technologies. Moss R. et al. (2013) – Critical Metals in the Path towards the Decarbonisation of the EU Energy Sector. Poux A., Bel A. (2013) – Géothermie et planification énergétique territoriale : l'exemple du schéma régional d'Île-de-France. Géosciences n° 16, 44-53. Reuter M. et al. (2012) – Vers une utilisation éco-efficace des matières premières minérales. Géosciences n° 15, 56-63. Sanclaus M. et al. (2013) – Des projets géothermiques industriels en Auvergne... Innover ensemble, agir local. Géosciences n° 16, 36-43. Sanjuan B. (2013) – Géothermie : estimation des ressources mondiales. In : « L'énergie à découvert », R. Mosseri et C. Jeandel, eds, 188-189. Sanjuan B. et al. (2011) – Géothermie haute température : le défi énergétique pour 2020. Géosciences n° 14, 32-41. Soussana J.-F. (2014) – Le rôle des sols dans le cycle du carbone. Géosciences n° 18, 32-39. Sweeney G. (2009) – Charbon propre : avancées en Europe dans le stockage du CO₂. Géosciences, dossier spécial : 10 enjeux des géosciences, 28-37. Taylor P. et al. (2010) – Energy Technology Perspectives 2010 - Scenarios & Strategies to 2050 - International Energy Agency (Paris, France). Varet J. (2006) – Capture et stockage du dioxyde de carbone : le rapport du Giec. Géosciences n° 3, 72-77. Varet J. (2013) – Géologie et énergie. Géosciences n° 16, 8-15. Varet J., Zelveler M. (2014) – Les sols, source d'énergie : la géothermie superficielle. Géosciences n° 18, 80-87. Vernier R. (2013) – Géothermie : différentes filières pour des utilisations très variées. In : « L'énergie à découvert », R. Mosseri et C. Jeandel, eds, 190-191. Wellmer F.W. (2012) – Sustainable development and mineral resources. Géosciences n° 15, 8-15.