

Les technologies de capture, d'utilisation et de stockage de CO₂, bénéfiques ou néfastes pour l'environnement ?

Alexandre Picaut

École de technologie supérieure

Université du Québec

PICA06029808

Alexandre.picaut.1@ens.etsmtl.ca

Montréal, le 20 juin 2023



Alexandre Picaut, 2022

RÉSUMÉ

Les technologies de captation d'utilisation et de stockage de CO₂ sont aujourd'hui fréquemment citées et envisagées pour lutter contre le dérèglement climatique ou améliorer les bilans de carbone.

L'objectif de cette dissertation est d'appréhender le fonctionnement des CCUS, d'entrevoir les enjeux environnementaux et défis auxquels répondent ces technologies. Il s'agit ainsi de comprendre en quoi ces procédés peuvent contribuer significativement ou non à la réduction des émissions de carbone. Les avantages, les inconvénients et les risques de ces usages sont alors survolés pour permettre de percevoir les subtilités de ces technologies et de l'approche menée pour lutter contre les émissions de carbone dans une société de consommation.

Mots-clés: CO₂, dérèglement climatique, CCUS, énergie fossile, énergie renouvelable

INTRODUCTION

« C.1.3. Limiting global warming requires limiting the total cumulative global anthropogenic emissions of CO₂ since the pre-industrial period, that is, staying within a total carbon budget (high confidence) [...] gives an estimate of the remaining carbon budget of 580 GtCO₂ for a 50% probability of limiting warming to 1.5°C, and 420 GtCO₂ for a 66% probability (medium confidence) ». [1]

Issue du résumé du 6^e rapport du groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat (GIEC), cette citation manifeste l'importance et l'urgence de réduire les émissions anthropiques mondiales de CO₂ pour relever le grand défi du XXI^e siècle ; le réchauffement climatique.

Profusément mentionnées comme solution d'avenir par les médias et les gouvernements [2], [3], les technologies de captage, d'utilisation et de stockage complètent aujourd'hui les équipements nécessaires pour assurer des trajectoires limitant le réchauffement climatique à 1.5 °C sans dépassement ou avec un dépassement limité.

L'objectif de cette dissertation est de discerner les technologies de captage, d'utilisation et de stockage privilégiées aux usages futurs, d'entrevoir les opportunités apportées par ces dernières et d'examiner les potentiels risques et limites de ces usages. Pour ce faire, la première partie a consisté à réaliser un recensement non-exhaustif des CCUS et de leur domaine d'application. Une analyse critique des usages de leurs coûts et de la part des CCUS réservée dans les scénarios à long terme a ensuite été effectuée.

TECHNOLOGIE CCUS

Le sigle CCUS fait référence à l'ensemble des technologies répondant aux problématiques de réduction des émissions anthropiques de CO₂. Celles-ci impliquent tant le captage du gaz à partir de sources spécifiées, son transport, son utilisation dans l'industrie que son stockage en sous-sol [4]. Le terme CCUS ici employé, désigne donc l'ensemble des processus et des technologies de captage, d'utilisation et de stockage du dioxyde de carbone.

CAPTAGE DU CO₂

Utilisées depuis plus d'un siècle [5], [6], les technologies de captage de CO₂ connaissent depuis la fin du 20^e siècle un nouvel engouement renforcé par les objectifs climatiques actuels et certaines incitations économiques. Catégorisées selon les trois approches principales de capture du CO₂ [7] (captage en précombustion, en post-combustion et en oxy-combustion), de multiples technologies sont aujourd'hui explorées, couvrant tant les technologies largement utilisées (absorption chimique, séparation chimique) que celles en phase de prototype ou de démonstration (séparation oxy-combustible, cycles de production d'électricité au CO₂ supercritique) en passant par celles en adoption anticipée (boucle de calcium, séparation par membrane) [4], [8].

Ces technologies sont alors appliquées dans divers secteurs d'activités tels que la transformation de carburant, la production d'énergie et dans diverses industries. En 2021, les installations CCUS en service ont une capacité de capture de 43.7 MtCO₂. Elles sont concentrées à 65.2% dans le traitement du gaz naturel. L'hydrogène, les engrais et les carburants synthétiques concernent respectivement 8.5%, 8.2% et 6.9% des installations CCUS. Enfin, la production d'énergie, le biocarburant, l'acier et les produits chimiques représentent 5.5%, 3.0%, 1.8% et 0.9% de ces installations [4].

Afin d'observer l'impact que cela représente, il est important d'avoir connaissance des émissions mondiales de CO₂. Les émissions de GES sont aujourd'hui d'environ 50 GtCO₂ eq, dont 35 GtCO₂ [9]. Ces émissions de GES peuvent être approximées par secteur [10], ou encore par émission de gaz à effet de serre liées à l'énergie [11].

La capacité actuelle des technologies de captage de CO₂ représente approximativement 0.09% des émissions de GES (en tCO₂eq) ou 0.12% des émissions de CO₂. Le potentiel de captation de CO₂ actuel représente donc une infime partie des émissions de CO₂ actuelles.

TRANSPORT DU CO₂

Outre des sites particuliers où le CO₂ peut être stocké ou utilisé sur place à la suite de sa capture, le transport du gaz nécessite des infrastructures spécifiques. Du fait des méthodes de transport des gaz naturels, le transport du CO₂ est similaire et facilement maîtrisé. Selon la distance envisagée, plusieurs méthodes sont alors employées. Pour de longues distances, l'usage de canalisation et de navire est largement répandu et économiquement préconisé. L'usage de camion ou de train peut également être observé pour de plus petites distances [12].

UTILISATION DU CO₂

Chaque année, environ 230 MtCO₂ sont utilisées dans le monde à des fins industrielles. Les applications du CO₂ sont multiples et peuvent être distinguées en 3 domaines principaux (minéralisation, biologique et chimique) [13]. Actuellement, la majorité de ces applications impliquent une utilisation directe du CO₂, le CO₂ peut également être utilisé après conversion comme le montre la classification des usages du CO₂ en Figure 1 : Classification d'utilisation du CO₂ [13].

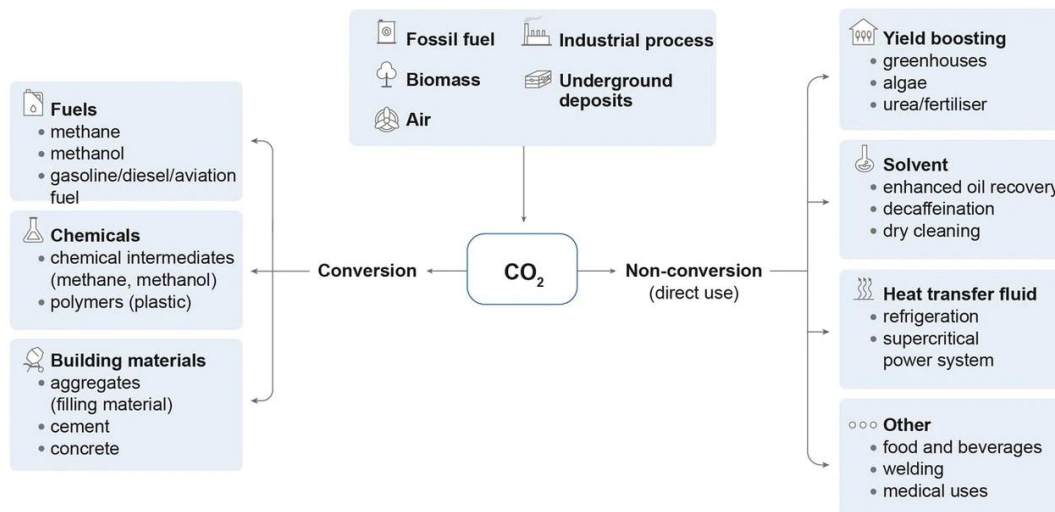


Figure 1 : Classification d'utilisation du CO₂ [13]

L'utilisation du CO₂ concerne ainsi divers secteurs industriels. La majeure partie du CO₂ consommée est annuellement destinée à l'industrie des engrais et plus précisément à la production d'urée à hauteur de 130 MtCO₂. Le second acteur principal dans la consommation du CO₂ est l'industrie pétrolière et gazière avec un besoin compris entre 70-80 MtCO₂ par an pour la récupération assistée du pétrole (enhanced oil recovery / EOR), sujet développé en tant que stockage. Les consommations restantes concernent des applications observables tant dans la production d'aliments de boisson et de métaux, que dans le refroidissement ou le traitement de l'eau en passant par la stimulation de croissance des plantes en serres [14].

Profitant de l'abondance excessive de CO₂, de nouvelles applications de valorisations du CO₂ sont en développement. Des procédés chimiques et biologiques consistent à convertir le CO₂ en carburant tel que par catalyseur hautement sélectif pour la production directe d'essence à partir de l'hydrogénation du CO₂ [15], en produits chimiques tel que la production d'acétone et d'isopropanol par fermentation [16], ou encore en matériaux de construction comme des composites autoréparant par fixation de CO₂ [17]. Ces technologies novatrices sont également promues et incitées par des programmes comme le NRG COSIA Carbon Xprize [18].

STOCKAGE DU CO₂

Après avoir été capté, et si nécessaire transporté sur site, le CO₂ est stocké en profondeur dans des formations géologiques. Cela implique l'injection du CO₂, via des technologies de forage et d'injection déjà maîtrisées dans l'industrie pétrolière et gazière, dans des réservoirs constitués de roches poreuses recouvertes de couches imperméables empêchant le risque de fuite du gaz. Il existe de multiples réservoirs adaptés au stockage de CO₂, les sites proposant de grandes capacités sont généralement des formations salines profondes, les réservoirs de pétrole et gaz épuisés et éventuellement des veines de charbon non exploités [20].

Injecté sous pression en profondeur, le CO₂ remplit les espaces poreux et est piégé en permanence par divers mécanismes (piégeage structural par joint, piégeage de solubilité avec dissolution dans la saumure, piégeage résiduel dans les pores des roches et piégeage minéral avec formation de minéraux carbonatés) [4].

Aquifère

Les aquifères proposent des formations géologiques de roches poreuses appropriées au stockage de CO₂, elles sont vastes et disponibles partout dans le monde. Effectivement, cette option est considérée comme la solution de stockage de CO₂ disponible la plus importante, le potentiel de stockage des aquifères est estimé à plus d'un trillion de tonnes de CO₂ [13]. Cette solution est aujourd'hui adoptée par l'industrie pétrolière et gazière lorsque leurs émissions de CO₂ importantes impliquent des pénalités financières élevées.

Récupération assistée du pétrole

À la suite des étapes de récupération primaire, la récupération du pétrole se poursuit par des étapes de récupération secondaire et de récupération assistée du pétrole (EOR). Cette étape a recours à des méthodes de récupération thermique (réduction de la viscosité du pétrole), d'injection chimique (libération chimique des hydrocarbures) ou d'injection de gaz pour accroître la production finale de 30 à 60%, [21]. Essayé pour la première fois en 1972, l'EOR est aujourd'hui une composante importante de l'industrie pétrolière et gazière.

La récupération par injection de gaz consiste à injecter un gaz (gaz naturel, azote, CO₂) sous pression en tant que solvant pour libérer davantage d'hydrocarbures restants dans un réservoir de pétrole ou de gaz. Le département américain de l'énergie prévoit notamment de récupérer plus de trois fois leurs réserves prouvées actuelles de pétrole grâce à l'injection de CO₂, un équivalent d'environ 137 milliards de barils [22]. Au-delà d'accroître les réserves d'hydrocarbure, l'intérêt de l'EOR au CO₂ est qu'une fois le gisement épuisé, une partie du CO₂ injecté reste dans le réservoir pour y être stocké. Le potentiel de stockage par l'EOR au CO₂ est estimé entre 50 et 350 milliards de tonnes de CO₂ [13].

Risques

Les retours d'expérience quant au stockage de CO₂ dans des réservoirs en profondeur sont relativement récents. La plus vieille démonstration de ce concept remonte au projet de CCS (carbon capture and storage) de Sleipner en Norvège en 1996 [23]. Face à la récurrence de ces procédés et à la méconnaissance des impacts du stockage du CO₂ dans ces milieux naturels, les potentiels de stockage doivent ainsi être étudiés avec attention. Divers risques sont considérés et étudiés. Des problèmes d'étanchéité des puits d'injection, des fuites provenant de puits abandonnés ou encore des failles naturelles présentent dans les réservoirs sont envisageables.

Des divergences d'opinions sont aujourd'hui observables dans le monde scientifique, diverses études publiées défendent alors des opinions et démentent des recherches de pairs. Cela porte notamment sur la sécurité des réservoirs en examinant la probabilité d'apparition et l'ampleur de fuites dans différents sites de stockage [24], ou encore sur la possibilité de déclencher des sismicités induites dans des formations salines profondes compromettant le stockage de CO₂ [25]. Un besoin partagé d'avoir davantage de recherches et de démonstrations est ainsi exprimé. Des recherches sont menées afin d'examiner certaines des questions liées au stockage du CO₂ comme avec le projet ENOS en Europe [26].

Des exigences réglementaires de sécurisation sont également mises en place pour remédier à ces problèmes. De la surveillance géophysique et géochimique est nécessaire pour réaliser des suivis et avoir un accès indirect à l'état des réservoirs [27].

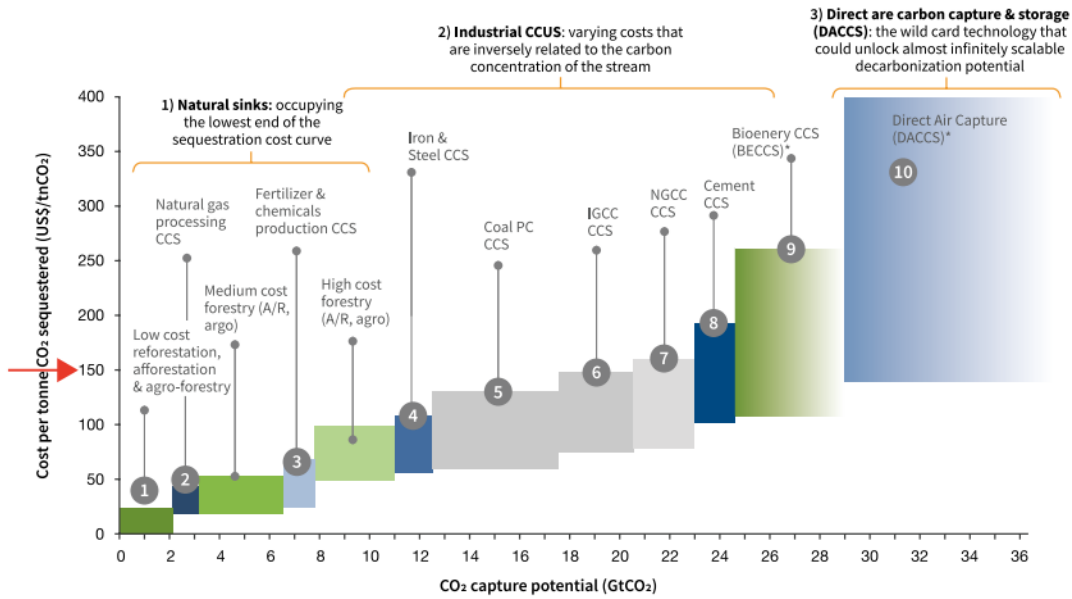
D'autres risques sont aussi considérés pour le stockage géologique dédié comme les aquifères. Le CO₂ est amené à modifier l'acidité du biome du réservoir par divers contacts entre la saumure et l'eau présente. Selon les propriétés de la roche, de la pression et de l'acidité, des risques d'étanchéité peuvent survenir ayant un impact sur l'intégrité du réservoir et de la séquestration du CO₂, encourageant des effets néfastes par infiltration de saumure dans des sources d'eau potable ou dans les sols [13]. Ces craintes sont également éprouvées concernant de possibles pollutions par les métaux lorsque les injections de CO₂ entraînent la dissolution de minéraux, qui en cas de problèmes d'étanchéité peuvent aussi contaminer des sources d'eau ou les sols [28].

VIABILITÉ ÉCONOMIQUE

COUT DES CCUS

Le coût final des CCUS est impacté par chaque étape du procédé. Les prix diffèrent ainsi spécifiquement selon la capture du carbone et notamment la source et la concentration du CO₂ comme le montre Figure 2 : Coût de séquestration du CO₂ (USD/tn CO₂eq) et potentiel de réduction des émissions de GES (GtCO₂ eq) [13]. Les puits naturels ont évidemment les coûts les plus bas, inférieurs à 50 USD/ton CO₂. Les technologies de captage de CO₂ ont des coûts supérieurs et très variables en fonction de la technologie et de la concentration du CO₂. Plus précisément, les coûts sont généralement compris entre 15 et 20 USD/tCO₂ pour les procédés industriels avec des flux de CO₂ très concentrés. Les coûts augmentent de 40 à 120 USD/tCO₂ pour les cimenteries, aciéries et la production d'énergie [29]. Le captage direct en atmosphère est le plus coûteux, ce dernier concerne davantage les méthodes et technologies dénommées DACCS (Direct Air Carbon Capture and Storage). La variation des coûts est de plus impactée par le statut de développement de certaines technologies.

Carbon sequestration cost curve (US\$/tn CO₂ eq) and the GHG emissions abatement potential (GtCO₂ eq)



*Indicates technologies still in early (pilot) stage of development

Source: Goldman Sachs, Equity Research 2020

Figure 2 : Coût de séquestration du CO₂ (USD/tn CO₂eq) et potentiel de réduction des émissions de GES (GtCO₂ eq) [13]

L'usage du CO₂ influe également sur le coût final d'utilisation des CCUS. Basé sur des projections d'utilisation en 2050, de multiples filières technologiques présentent des coûts d'équilibre négatifs indiquant une rentabilité sans incitation financière (taxe ou subvention) [30], cf Figure 3 : Estimation du potentiel d'utilisation du CO₂ et du coût d'équilibre des différentes filières dans les scénarios low et high, [30]

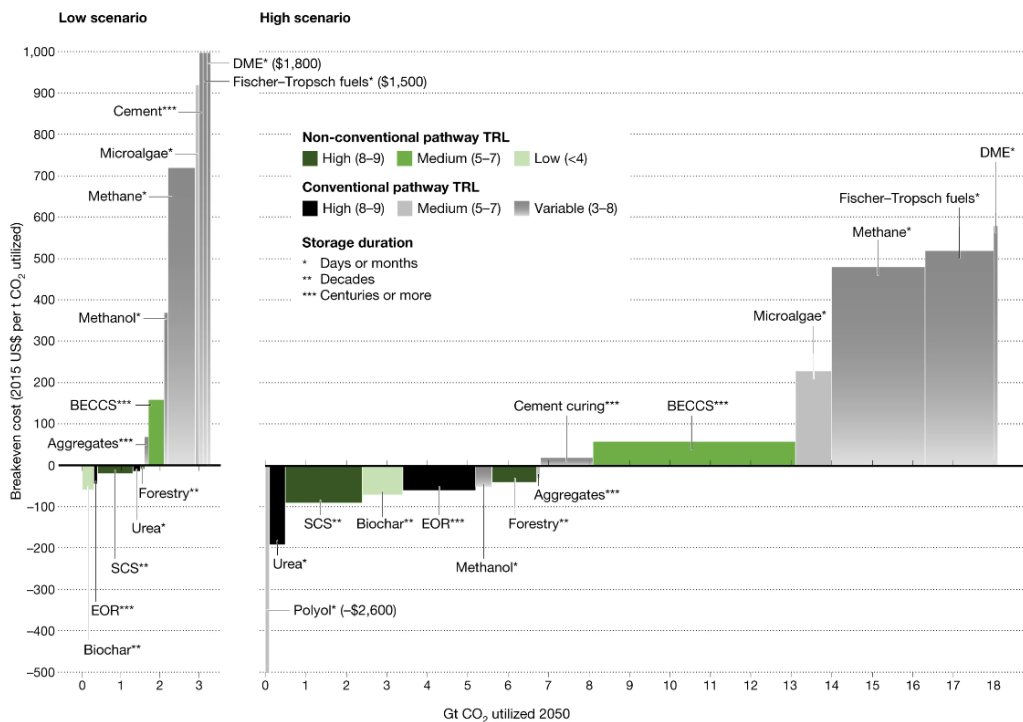


Figure 3 : Estimation du potentiel d'utilisation du CO₂ et du coût d'équilibre des différentes filières dans les scénarios low et high, [30]

Les coûts de transport du CO₂ sont très variables et dépendent du mode de déplacement. Il est fort probable que l'essentiel du transport du CO₂ soit effectué par pipeline. A titre d'exemple, pour diverses capacités de 3, 10 et 30 MtCO₂/an, le coût de transport du CO₂ aux Etats-Unis varie de 0.9 USD(2002)/tCO₂/250km pour un pipeline onshore de 30 MtCO₂/an à 6.2 USD(2002)/tCO₂/250km pour un pipeline de 3 MtCO₂/an offshore, [31].

Les coûts du stockage varient également s'il s'agit de réservoirs onshore ou offshore, d'aquifères salins ou de réservoirs de pétrole et gaz épuisés. Les prix varient ainsi de 5 USD(2018)/tCO₂ stockée dans des réservoirs de pétrole et gaz épuisés onshore, 6 USD(2018)/tCO₂ pour des aquifères onshore jusqu'à 18 USD(2018)/tCO₂ pour des aquifères offshore [32].

Les coûts finaux sont donc fortement dépendants de l'ensemble des méthodes et technologies de CCUS employées, de la captation au stockage en passant par l'utilisation et le transport. Il semble que les coûts les plus faibles probables pour du captage et du stockage (donc sans rémunération directe) soit de l'ordre de 50 USD(2018)/tCO₂, équivalent au captage d'émissions de CO₂ issues du charbon et stockées dans des réservoirs de pétrole et gaz épuisés à proximité [32].

Aujourd'hui, sans revenu direct via l'utilisation ou la revente du CO₂, l'ensemble captage et stockage du CO₂ est élevé et peu attractif à un coût de 50 USD(2018)/tCO₂. Des projets de recherche et développement sur la capture du CO₂ sur quatre centrales à charbon ont été menés sur les 15 dernières années en Amérique du Nord [33]. Des quatre projets, seuls deux projets ont été maintenus. Les conclusions de ces expérimentations indiquent que l'adaptation d'une usine existante à la captation de CO₂ est techniquement réalisable, mais ne l'est économiquement que si le CO₂ est ensuite vendu pour être utilisé via EOR.

CRITIQUE

A un prix actuel de 50-60 USD(2018)/tCO₂ la captation de CO₂ n'est donc pas rentable pour certaines installations telles que les centrales à charbon sans revenus issus de subventions ou de la revente du CO₂. Ces coûts élevés impliquent donc un besoin d'utilisations financièrement viables telles que l'EOR.

Des 28 installations de captation commerciales en fonctionnement, 23 utilisent du stockage via EOR. La part d'utilisation d'EOR est inférieure pour les installations commerciales en construction, développement avancé ou précoce, mais reste néanmoins présente (9 sur 31) [34]. L'EOR est alors amplement répandu, car économiquement intéressante. Cela promeut davantage l'usage de cette pratique permettant d'obtenir du pétrole sans émission de CO₂.

Cependant, cela n'est potentiellement vrai que dans certains cas. Pour 300 à 600 kg de CO₂ injecté par baril de pétrole récupéré, ce dernier libère 100 kg de CO₂ lors de sa production, traitement et transport puis 400 kg de CO₂ lors de sa combustion [35]. Le procédé est donc en moyenne potentiellement neutre en émission de CO₂. Cela dépend néanmoins de la provenance du CO₂ injecté. Avec 70% du CO₂ provenant de gisements souterrains naturels de CO₂, ce procédé aujourd'hui médiatisé comme permettant de stocker du CO₂ en sous-sols, ne présente en réalité que peu d'avantages en termes d'émission de CO₂.

Les méthodes et technologies de CCUS sont aujourd'hui relativement bien maîtrisées et sujettes à de nombreuses innovations et développements. Le problème majeur de ces technologies est le nombre limité d'installations et par conséquent les barrières économiques auxquelles les projets font face. Il n'existe pas ou peu de réglementations incitant ou exigeant l'utilisation des CCUS. Des plans gouvernementaux favorisent alors l'utilisation de ces technologies via des programmes comme les plans de relance durable et objectifs net zero, le projet Longship en Norvège, des fonds d'innovation en Europe ou encore des crédits d'impôt aux Etats-Unis [36]. Il est important que les technologies se démocratisent davantage sans quoi la viabilité économique des projets ne se fera qu'au travers de financements publics, subventions et d'utilisations controversables. En ce sens, les technologies CCUS peuvent être également perçues comme des moyens de maintenir des projets polluants et de conserver l'usage de carburants fossiles tel que le pétrole. Des usages industriels comme la production de ciment ou d'acier, dépendant d'hydrocarbures comme matières premières et combustibles, sont davantage pertinents en raison des difficultés d'électrification.

SCÉNARIO

Divers scénarios considèrent les technologies CCUS comme solution pour contribuer à la réduction cumulée des émissions de CO₂. Le scénario de développement durable de l'AIE, propose des émissions de CO₂ nulles en 2070 dont les CCUS y ont un rôle important à hauteur de 10 GtCO₂ capturées par an [4]. Tel que le montre la Figure 4 : IEA, World captured CO₂ by source in the Sustainable Development Scenario, 2020-2070, IEA, Paris [4], la captation du CO₂ s'effectue sur diverses sources avec le charbon (2.4 GtCO₂/an), le gaz naturel (3.2 GtCO₂/an), les process industriels (1.1 GtCO₂/an), la biomasse (3.0 GtCO₂/an) et le captage en atmosphère (0.7 GtCo₂/an) en 2070.

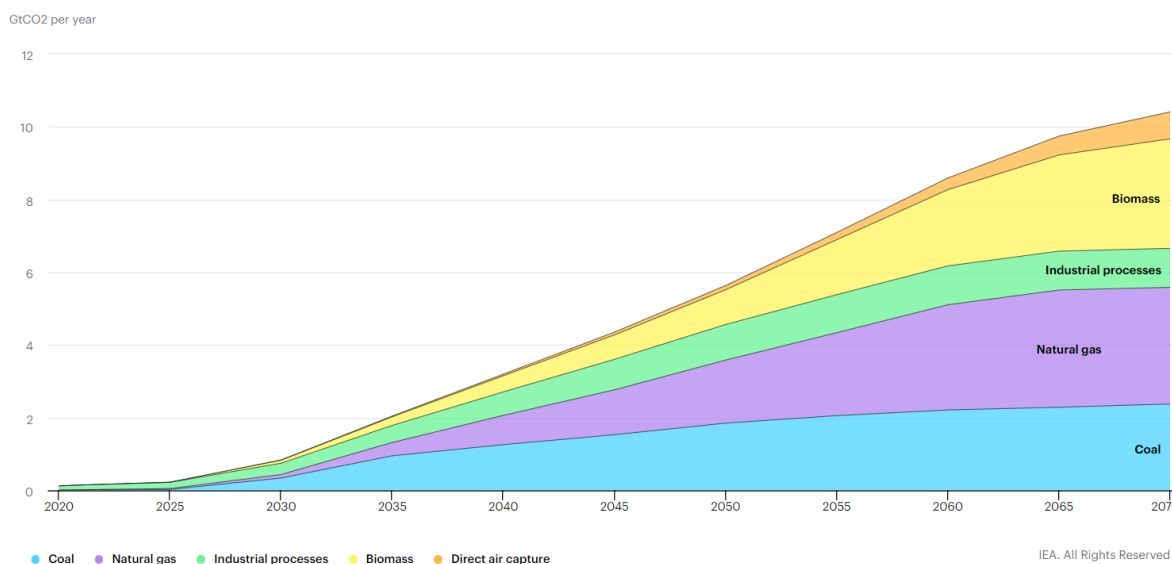


Figure 4 : IEA, World captured CO₂ by source in the Sustainable Development Scenario, 2020-2070, IEA, Paris [4]

La capture de 10.4 GtCO₂/an en 2070 représente alors 238 fois le potentiel actuel de captation. A un coût faible actuel arbitraire de captation du CO₂ de 50 USD/tnCO₂ selon la Figure 2 : Coût de séquestration du CO₂ (USD/tn CO₂eq) et potentiel de réduction des émissions de GES (GtCO₂ eq) [13], la captation de 10.4 GtCO₂/an équivaut à des dépenses de 520 milliards USD. Cette estimation très simplifiée néglige évidemment le coût respectif des technologies employées ainsi que l'évolution de ceux-ci. 280 milliards sont alors dédiés à la captation du CO₂ provenant du gaz naturel et du charbon.

Il est alors intéressant de comparer ce à quoi équivaut cette captation de CO₂ au travers d'une analyse ultra simplifiée négligeant les besoins matériels et de ressources, l'espace géographique requis, etc. des sources d'énergies alternatives. Les dépenses en captation du CO₂ provenant du charbon et du gaz naturel (considérant seulement des centrales à cycle combiné) permettent de connaître approximativement l'énergie produite avec les émissions de gCO₂/kWh [37]. Pour une quantité d'énergie produite par d'autres technologies renouvelables à des coûts similaires, voire moindre actuellement (éolien, solaire PV et nucléaire à titre d'exemple) [38], les émissions de CO₂ sont divisées à minima par 9 comme le montre le Tableau 1 : Comparaison des émissions en GtCO₂/an de diverses technologies.

Tableau 1 : Comparaison des émissions en GtCO₂/an de diverses technologies

	gCO ₂ e/kWh	GtCO ₂ /an	MWh	Total MWh
Gaz naturel (cycle combiné gaz)	443	3.2	7223476298	9491907300
Charbon	1058	2.4	2268431002	
Gaz naturel + charbon	/	5.6	9491907300	
Eolien (onshore)	10	0.094919073	9491907300	
Solaire PV	32	0.303741034	9491907300	
Nucléaire	66	0.626465882	9491907300	

Cette analyse ultra simplifiée se base sur les émissions et les coûts actuels de chaque technologie sans considérer de quelconques évolutions futures. Elle permet néanmoins d'appuyer sur le fait que dans le scénario de l'IEA, certaines ressources énergétiques sont conservées à l'usage bien que très polluantes. Les technologies CCUS permettent alors de maintenir ces usages en ayant une approche compensatoire coûteuse. Le rôle des CCUS dans les années à venir est certainement très bénéfique quant à des usages spécifiques comme dans les cimenteries ou aciéries, cependant il peut éventuellement être plus coûteux économiquement et environnementalement de vouloir conserver certains usages en se concentrant sur une solution accessible et considérée rapide, que de vouloir modifier des processus, de changer de technologie, de revoir les modes de production et de consommation des énergies fossiles.

CONCLUSION

Les méthodes et technologies de CCUS sont au cœur de raisonnements d'avenir quant aux émissions de CO₂ et au dérèglement climatique. La capture, l'utilisation et le stockage du carbone est un sujet complexe et vaste par la diversité de technologies et d'applications. Le manque de recul face à certains procédés comme le stockage et les enjeux environnementaux liées rend difficile l'appréciation des bienfaits de telles technologies. L'usage de ces technologies s'accompagne de nombreux aspects positifs tant pour consolider la transition énergétique en octroyant un délai d'usage aux ressources énergétiques polluantes ou bien en permettant aux industries indispensables telles que les cimenteries et aciéries de fonctionner avec moins d'émissions de carbone. En revanche, un usage excessif permet de conserver les productions et consommations actuelles en supprimant l'impact environnemental des émissions de CO₂. Développées en premier lieu pour produire davantage d'hydrocarbure, les technologies de CCUS n'échappent pas aujourd'hui à cette application historique, tel est le cas avec l'EOR a priori peu satisfaisant aujourd'hui en termes d'émissions de CO₂. La démocratisation des CCUS favorise ainsi le développement de la société actuelle et des habitudes de consommations qui l'accompagnent. Le rôle des CCUS est donc très axé réduction des risques en répondant au problème après la production du CO₂ et non en amont en tant que prévention. L'usage des CCUS autoriserait malheureusement la société à continuer de produire autant.

Après analyse des CCUS, il est en revanche pertinent de se familiariser avec les BECCS (Biomass Energy with Carbon Capture and Storage) et les DACCS (Direct Air Carbon Capture and Storage) qui à la différence des CCUS, ne confortent pas les habitudes de consommation actuelles mais permettent de capturer le CO₂ déjà émis dans l'atmosphère [13].

REFERENCES

- [1] IPCC, 2018: Summary for Policymakers. In: *Global Warming of 1.5°C. An IPCC Special Report on the impacts of global warming of 1.5°C above pre-industrial levels and related global greenhouse gas emission pathways, in the context of strengthening the global response to the threat of climate change, sustainable development, and efforts to eradicate poverty* [Masson-Delmotte, V., P. Zhai, H.-O. Pörtner, D. Roberts, J. Skea, P.R. Shukla, A. Pirani, W. Moufouma-Okia, C. Péan, R. Pidcock, S. Connors, J.B.R. Matthews, Y. Chen, X. Zhou, M.I. Gomis, E. Lonnoy, T. Maycock, M. Tignor, and T. Waterfield (eds.)]. Cambridge University Press, Cambridge, UK and New York, NY, USA, pp. 3-24, doi:[10.1017/9781009157940.001](https://doi.org/10.1017/9781009157940.001).
- [2] Government of Canada (2021), *Energy Innovation Program, Carbon Capture, Utilization and Storage*. En ligne. <[Energy Innovation Program, Carbon Capture, Utilization and Storage \(nrcan.gc.ca\)](https://www.nrcan.gc.ca/energy-innovation-program-carbon-capture-utilization-and-storage)>. Consulté le 20 juin 2022.
- [3] AIE (2020), *The role of CCUS in low-carbon power systems*, Éditions OCDE, Paris. En ligne. <<https://doi.org/10.1787/7be68d30-en>>. Consulté le 20 juin 2022.
- [4] IEA (2021), *About CCUS*, IEA, Paris. En ligne. <[About CCUS – Analysis - IEA](https://www.iea.org/energy-systems/carbon-capture-and-storage/about-ccus)>. Consulté le 20 juin 2022.
- [5] A brief history of CCS and current status. En ligne. <[Information Sheets for CCS 2.pdf \(ieaghg.org\)](https://www.ieaghg.org/information-sheets-for-ccs-2)>. Consulté le 20 juin 2022.
- [6] Evar, B., Armeni, C. et Scott, V. (2012), « An introduction to key developments and concepts in CCS history, technology, economics and law », in : Shackley, S., Markusson, N. et Evar, B., *The Social Dynamics of Carbon Capture and Storage*, London : Routledge.
- [7] Metz, Bert, Davidson, Ogunlade, Coninck, Heleen de, Loos, Manuela, & Meyer, Leo. *IPCC special report on carbon dioxide capture and storage*. United States.
- [8] IEA (2020), *CCUS in Clean Energy Transitions*, IEA, Paris. En ligne. <[CCUS technology innovation – CCUS in Clean Energy Transitions – Analysis - IEA](https://www.iea.org/energy-systems/carbon-capture-and-storage/ccus-in-clean-energy-transitions-analysis)>. Consulté le 20 juin 2022.
- [9] Our World in Data, *Annual CO₂ emissions*. En ligne. <[CO₂ Data Explorer - Our World in Data](https://ourworldindata.org/co2-data-explorer-our-world-in-data)>. Consulté le 20 juin 2020.
- [10] H. Ritchie, M. Roser, (2020), CO₂ and Greenhouse Gas Emissions. En ligne. <[Emissions by sector - Our World in Data](https://ourworldindata.org/emissions-by-sector-our-world-in-data)>. Consulté le 20 juin 2022.
- [11] IEA (2022), *Global Energy Review: CO₂ Emissions in 2021*, IEA, Paris. En ligne.<[Global Energy Review: CO₂ Emissions in 2021 – Analysis - IEA](https://www.iea.org/energy-systems/carbon-capture-and-storage/global-energy-review-co2-emissions-in-2021-analysis)>. Consulté le 20 juin 2022.
- [12] GreenFacts Facts on Health and the Environment. En ligne.<[4. How can CO₂ be transported once it is captured?](https://www.greenfacts.org/en/4-how-can-co2-be-transported-once-it-is-captured/)>. Consulté le 20 juin 2022.

- [13] UNECE, Technology brief, Carbon capture, use and storage (CCUS). En ligne. <[CCUS brochure EN final.pdf \(unece.org\)](#)>. Consulté le 20 juin 2022.
- [14] IEA (2019), *Putting CO2 to Use*, IEA, Paris. En ligne. <[Putting CO2 to Use – Analysis - IEA](#)>. Consulté le 20 juin 2022.
- [15] Wei, J., Ge, Q., Yao, R. *et al.* Directly converting CO₂ into a gasoline fuel. *Nat Commun* **8**, 15174 (2017). <https://doi.org/10.1038/ncomms15174>
- [16] Liew, F.E., Nogle, R., Abdalla, T. *et al.* Carbon-negative production of acetone and isopropanol by gas fermentation at industrial pilot scale. *Nat Biotechnol* **40**, 335–344 (2022). <https://doi.org/10.1038/s41587-021-01195-w>
- [17] Vivian W.Y. Tam, Anthony Butera, Khoa N. Le, Wengui Li, *Utilising CO2 technologies for recycled aggregate concrete: A critical review*, Construction and Building Materials, Volume 250, 2020, 118903, ISSN 0950-0618, <https://doi.org/10.1016/j.conbuildmat.2020.118903>
- [18] Kwak, S.-Y., Giraldo, J. P., Lew, T. T. S., Wong, M. H., Liu, P., Yang, Y. J., Koman, V. B., McGee, M. K., Olsen, B. D., Strano, M. S., *Adv. Mater.* 2018, 30, 1804037. <https://doi.org/10.1002/adma.201804037>
- [19] XPRIZE Carbon. En ligne. <[Carbon XPRIZE | XPRIZE Foundation](#)>. Consulté le 20 juin 2022.
- [20] Connaissance des énergies, *Capture et stockage du CO2*. En ligne. <[Capture et stockage du CO2 : fonctionnement, filières, enjeux, projets \(connaissancedesenergies.org\)](#)>. Consulté le 20 juin 2022.
- [21] Office of fossil energy and carbon management, *Enhanced oil recovery*. En ligne. <[Enhanced Oil Recovery | Department of Energy](#)>. Consulté le 20 juin 2022.
- [22] U.S. Chamber of Commerce’s Institute for 21st Century Energy, *CO2 Enhanced oil recovery*. En ligne. <[020174 EI21 EnhancedOilRecovery final.pdf \(globalenergyinstitute.org\)](#)>. Consulté le 20 juin 2022.
- [23] Institution of Civil Engineers, *Sleipner carbon capture and storage projet*. En ligne. <[Sleipner carbon capture and storage project | Institution of Civil Engineers \(ICE\)](#)>. Consulté le 20 juin 2022.
- [24] D.Dunne, World can “safely” store billions of tonnes of CO₂ underground, 2018. En ligne. <[World can ‘safely’ store billions of tonnes of CO2 underground \(carbonbrief.org\)](#)>. Consulté le 20 juin 2022.
- [25] V, Vilarrasa, J. Carrera, *Geologic carbon storage is unlikely to trigger large earthquakes and reactivate faults through which CO2 could leak*, 2015, <https://doi.org/10.1073/pnas.1413284112>
- [26] J.O’Callaghan, 2018, *Storing CO2 underground can curb carbon emissions, but is it safe ?*. En ligne. <[Storing CO2 underground can curb carbon emissions, but is it safe? | Research and Innovation \(europa.eu\)](#)>. Consulté le 20 juin 2022.
- [27] BRGM, *surveillance de sites de stockage géologiques de CO2*. En ligne. <[Surveillance de sites de stockage géologique de CO2 | BRGM](#)>. Consulté le 20 juin 2022
- [28] Jean Rillard. Perturbation de CO₂ dans les aquifères : cinétique des réactions et comportement des métaux. Geochemistry. Université Claude Bernard - Lyon I, 2013. English. NNT : 2013LYO10033ff. tel-01176961f <[Perturbation de CO2 dans les aquifères: cinétique des réactions et comportement des métaux \(archives-ouvertes.fr\)](#)>
- [29] IEA (2021), *Is carbon capture too expensive?*, IEA, Paris. En ligne. <[Is carbon capture too expensive? – Analysis - IEA](#)>. Consulté le 20 juin 2022.
- [30] Hepburn, C., Adlen, E., Beddington, J. *et al.* The technological and economic prospects for CO₂ utilization and removal. *Nature* **575**, 87–97 (2019). <https://doi.org/10.1038/s41586-019-1681-6>
- [31] Edward S. Rubin, John E. Davison, Howard J. Herzog, *The cost of CO2 capture and storage*, International Journal of Greenhouse Gas Control, Volume 40, 2015, Pages 378-400, ISSN 1750-5836, <https://doi.org/10.1016/j.ijggc.2015.05.018>
- [32] William J. Schmelz, Gal Hochman, Kenneth G. Miller, *Total cost of carbon capture and storage implemented at a regional scale: northeastern and midwestern United States*, 2020, <https://doi.org/10.1098/rsfs.2019.0065>
- [33] Institute for Energy Economics and Financial Analysis, *Holy Grail of Carbon Capture Continues to Elude Coal Industry*, 2018. En ligne. <[Holy-Grail-of-Carbon-Capture-Continues-to-Elude-Coal-Industry November-2018.pdf \(ieefa.org\)](#)>. Consulté le 20 juin 2022.
- [34] Global CCS Institute, *Global status of CCS 2020*, 2020. En ligne. <[Global-Status-of-CCS-Report-2020 FINAL.pdf \(globalccsinstitute.com\)](#)>. Consulté le 20 juin 2022.
- [35] IEA (2019), *Can CO2-EOR really provide carbon-negative oil?*, IEA, Paris. En ligne. <[Can CO2-EOR really provide carbon-negative oil? – Analysis - IEA](#)>. Consulté le 20 juin 2022.
- [36] IEA (2021), *CCUS in Power*, IEA, Paris. En ligne. <[CCUS in Power – Analysis - IEA](#)>. Consulté le 20 juin 2022.
- [37] Ademe, Documentation Base Carbone. En ligne. <[Documentation Base Carbone \(ademe.fr\)](#)>. Consulté le 20 juin 2022.
- [38] Lazard, Lazard’s levelized cost of energy analysis-version 12.0. En ligne. <[Lazard’s Levelized Cost of Energy Analysis—Version 12.0](#)>. Consulté le 20 juin 2022.