

CCUS et charbon – Existe-t-il encore des opportunités de développement pour les centrales au charbon ?

Par Sylvie CORNOT-GANDOLPHE

Président de l'entreprise SCG Consulting

Alors que de plus en plus de gouvernements s'engagent sur la voie de la neutralité carbone d'ici à 2050, sortent du charbon et accélèrent le développement des énergies renouvelables, qu'en est-il des développements CCUS sur les centrales au charbon ? Dans cet article, nous répondons à cette question en expliquant tout d'abord les raisons de l'échec de la première vague de projets CCUS des années 2000, qui était axée principalement sur la capture des émissions des centrales au charbon. Puis, nous examinons l'application du CCUS aux centrales au charbon dans le contexte du regain d'intérêt pour le CCUS depuis 2018. En particulier, les politiques et projets de CCUS dans trois pays clés (États-Unis, Chine et Inde) sont étudiés. Cette analyse montre que le CCUS reste incontournable en Asie pour décarboner un mix électrique dominé par le charbon. Mais sa contribution requiert un signal prix du carbone et des efforts de recherche pour réduire les coûts de la capture du CO₂. Cette contribution pourrait néanmoins se réduire face à la fermeture anticipée des centrales de ce type, leur repositionnement sur certaines technologies de rupture et les progrès réalisés en la matière.

Introduction

Après une décennie de développement limité, les technologies de CCUS connaissent un nouvel élan depuis 2018, lequel s'est accéléré récemment : 60 nouveaux projets à l'échelle commerciale ont été annoncés depuis 2018, dont 30 au cours du premier semestre 2021¹. Cet intérêt est motivé par les engagements climatiques renforcés adoptés par les gouvernements et les industriels d'un nombre croissant de pays, qui ont pris conscience que leurs objectifs de neutralité carbone ne pourraient être atteints d'ici à 2050/60 sans CCUS. La feuille de route de l'Agence internationale de l'énergie (AIE) pour atteindre cette neutralité carbone à l'échéance précitée souligne le rôle essentiel des technologies CCUS qui contribuent à plus de 10 % aux réductions des émissions cumulées jusqu'en 2050².

La transformation du secteur électrique est essentielle pour parvenir à la neutralité carbone en 2050. La production d'électricité et de chaleur est aujourd'hui la principale source des émissions de CO₂ liées à l'énergie, qui représentent 43 % des émissions mondiales, soit 13,5 giga tonnes (Gt) en 2020, dont près des trois quarts proviennent du charbon. Afin de décarboner le mix électrique de leur pays, de plus en plus de gouvernements

ont programmé la sortie du charbon d'ici à 2030, voire avant. Pour être en conformité avec l'Accord de Paris sur le climat, les pays de l'OCDE doivent arrêter leur production d'électricité à base de charbon (sans CCUS) d'ici à 2030 et les pays non OCDE d'ici à 2040³, un fait également reconnu par les gouvernements qui ont adhéré à la Powering Past Coal Alliance⁴. Le G7, lors de sa réunion au sommet de Cornwall en avril 2021, s'est engagé à décarboner complètement son secteur électrique au cours des années 2030 et à stopper, le plus tôt possible, tout soutien financier à la construction de nouvelles centrales au charbon (position étendue par la suite aux CCPs, les centrales à charbon pulvérisé) non équipées de CCUS. L'investissement dans de nouvelles centrales, de ce fait, se tarit : la Chine a annoncé en septembre 2021 qu'elle ne financerait plus de CCPs à l'étranger. Une annonce d'autant plus importante que La Chine était jusqu'alors le plus grand bailleur de fonds des projets de CCPs dans le monde, en particulier dans les pays de l'Initiative Belt and Road.

Ainsi, alors que de plus en plus de gouvernements s'engagent sur la voie de la neutralité carbone, sortent du charbon et accélèrent le développement des énergies renouvelables, qu'en est-il des développements

¹ Agence internationale de l'énergie (AIE) (2021a), "Carbon capture, utilisation and storage: the opportunity in Southeast Asia", Paris.

² AIE (2021b), "Net Zero by 2050", Paris.

³ Climate Analytics (2019), "Global and regional coal phase-out requirements of the Paris Agreement: Insights from the IPCC Special Report on 1.5°C", Berlin.

⁴ Powering Past Coal Alliance (PPCA) : <https://www.poweringpastcoal.org/>

CCUS sur les CCPs ? Dans cet article, nous répondons à cette question en analysant tout d'abord l'échec de la première vague de projets CCUS des années 2000, qui était axée principalement sur la capture des émissions des CCPs. Nous examinons ensuite l'application du CCUS aux CCPs dans le contexte du regain d'intérêt pour cette technologie depuis 2018, avant de nous intéresser au développement de celle-ci dans trois pays clés (les États-Unis, la Chine et l'Inde).

L'échec de la première vague de CCUS axée sur les centrales au charbon

La première vague de développement du CCUS dans les années 2000 était focalisée sur le captage du CO₂ rejeté par les CCPs. Ainsi, en 2010, le Global CCS Institute recensait 77 projets CCUS à grande échelle, dont 35 portaient sur le captage des émissions des CCPs⁵. Ces projets visaient le captage post-combustion du CO₂ de centrales existantes ou nouvelles, mais aussi les technologies de précombustion sur de nouvelles centrales à cycle combiné à gazéification intégrée (IGCC), ainsi que les technologies d'oxycombustion. Ces projets, principalement situés en Amérique du Nord (16 projets) et en Europe (13 projets), bénéficiaient d'un soutien financier important. Les engagements des gouvernements pour soutenir ces projets CCUS étaient évalués à 40 milliards de dollars en 2010.

Cette première vague ne s'est pas concrétisée et les projets ont presque tous été abandonnés. L'une des principales raisons de cet échec est le coût élevé de la capture du CO₂ sur les CCPs (environ 60 \$/t), l'un des plus conséquents parmi les applications des technologies de capture, et ce en raison de la faible concentration en CO₂ des fumées d'une CCP (10 à 15 % en volume). Par ailleurs, la séparation du CO₂ des autres gaz émis par une CCP consomme une quantité importante d'énergie et réduit, en conséquence, le rendement énergétique de la centrale (pénalité énergétique). Cette pénalité est estimée dans une fourchette de 7 à 10 points de pourcentage. Le coût du captage et la consommation supplémentaire de charbon qui découle de la réduction du rendement des centrales sont considérés par les décideurs politiques comme des obstacles majeurs au déploiement du CCUS sur les CCPs.

Mais d'autres facteurs ont joué. Le développement accéléré des énergies renouvelables et la chute de leur coût au cours de la dernière décennie, ainsi que les progrès réalisés dans le stockage à court terme de l'énergie, ont offert une nouvelle solution technologique pour la production d'électricité décarbonée. Ainsi, le solaire et l'éolien, qui ne représentaient que 1,7 % du mix électrique mondial en 2010, ont vu leur part grimper à 9,4 % en 2020, alors que celle du charbon se réduisait de 40 à 35 % (avec une remontée cependant à 40 % au cours du premier semestre 2021). Au-delà de

l'essor des énergies renouvelables, d'autres facteurs régionaux expliquent l'abandon des projets CCUS.

En Europe, plusieurs facteurs se sont combinés :

- La chute du prix du CO₂ au début des années 2010 a éliminé le signal prix nécessaire à la viabilité des projets CCUS.
- L'opposition locale au stockage dans la terre du CO₂ (en Allemagne, aux Pays-Bas) ou aux CCPs a également joué.
- L'essor du gaz naturel a permis de remplacer les CCPs par des centrales au gaz moins émettrices de CO₂ (au Royaume-Uni).
- Par ailleurs, le mécanisme de soutien mis en place en Europe (le programme NER 300) ne répartissait pas le risque entre les pouvoirs publics et les investisseurs privés, une lacune corrigée pour le Fonds Innovation, qui soutient les projets de CCUS avant la phase de leur construction.
- L'absence d'un modèle d'affaires pour le CCUS a également entravé son développement. Aujourd'hui, la plupart des projets de CCUS sont fondés sur une approche « hubs and clusters », qui comporte la mutualisation des sources émettrices autour de *clusters* industriels de captage du CO₂ et une infrastructure partagée de transport et de stockage du CO₂. Cette approche permet de réaliser des économies d'échelle, et donc de réduire les coûts, ainsi que de mieux partager les risques.
- Enfin, le soutien politique au CCUS pour les CCPs s'est tari, alors que la plupart des gouvernements de l'Union européenne (UE) s'engageaient sur la voie d'une sortie progressive du charbon et que des normes plus strictes sur la pollution de l'air forçaient les exploitants à fermer des CCPs. La place du charbon dans le mix électrique européen (UE27 + Royaume-Uni) a ainsi chuté de 24 % en 2010 à 12 % en 2020, alors que la contribution des énergies renouvelables a grimpé à 39 %⁶. Les capacités des installations au charbon ne sont plus que de 127 gigawatts (GW) fin 2020 (202 GW en 2010), dont plus de la moitié se situent en Allemagne et en Pologne⁷. La sortie du charbon à l'horizon 2030 (voire avant) est maintenant actée dans la plupart des pays européens⁸.

Aux États-Unis, la découverte et l'exploitation des gaz de schiste et l'abondance de gaz naturel à bon marché ont érodé la compétitivité des CCPs et transformé le bilan électrique du pays. Ainsi, le charbon, qui assurait 46 % du mix électrique du pays en 2010, a vu sa part chuter à 19 % en 2020, alors que la part du gaz augmentait de 23 % en 2010 à 40 % en 2020. De leur côté, les énergies renouvelables contribuent à hauteur de 21 % et le nucléaire de 20 %. Tout comme en Europe, des normes d'émissions atmosphériques plus strictes

⁵ Global CCS Institute (2010), "The global status of CCS: 2010", Melbourne.

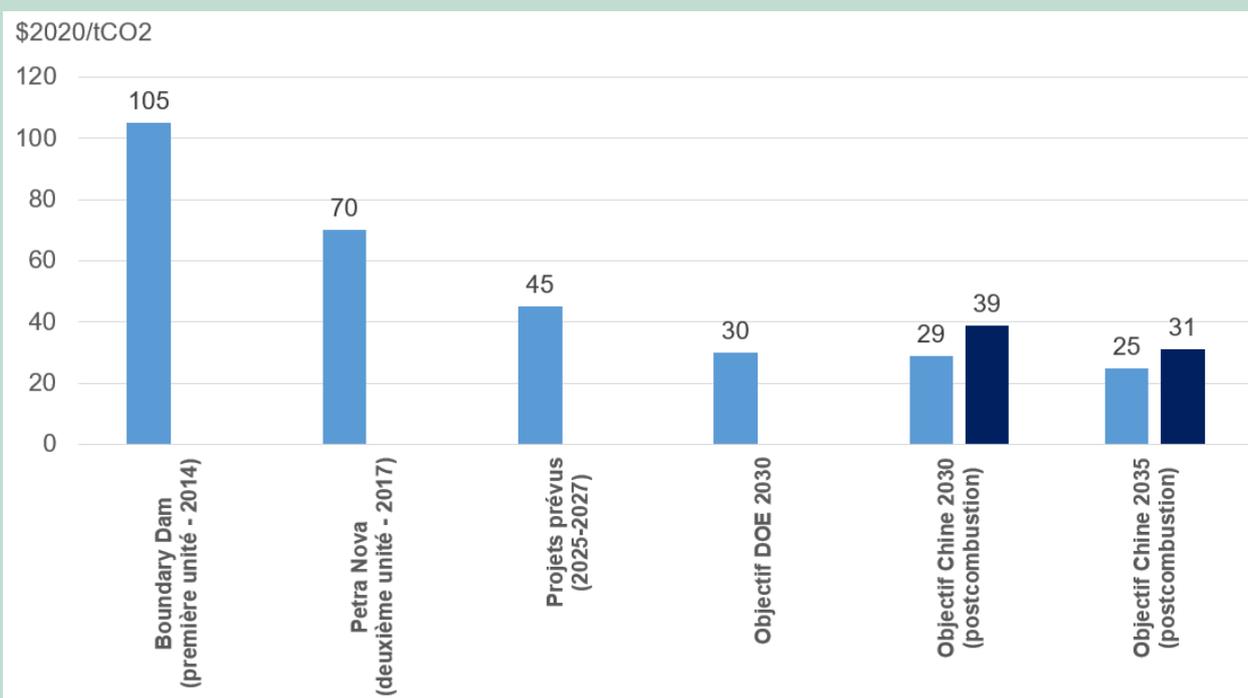
⁶ Ember/Agora Energiewende (2021), "EU Power Sector in 2020", Londres/Berlin.

⁷ Global Energy Monitor (GME), Sierra Club, CREA, Climate Risk Horizons, GreenID, Ekosfer (2021), "Boom and Bust 2021. Tracking the global coal plant pipeline", San Francisco, CA.

⁸ Europe Beyond Coal (2021), "Overview: National coal phase-out announcements in Europe (Status 3 August 2021)", Berlin.

Réductions des coûts du captage du CO₂ sur les CCPs

Le coût de la capture du CO₂ est un frein majeur au déploiement du CCUS sur des CCPs. Mais il existe un potentiel considérable de réduction de ces coûts. Des réductions de coûts ont déjà été réalisées grâce à l'application à l'échelle industrielle de la technologie. Le coût du captage du CO₂ a baissé de 35 % quand on compare ceux de l'installation de BD3 à ceux de la centrale de Petra Nova, et cette tendance devrait se poursuivre avec l'expansion du marché. Dans les deux cas, les exploitants de ces installations ont indiqué des réductions du CAPEX d'au moins 20 % en appliquant les enseignements tirés de leur premier projet. Des réductions de coûts plus élevées ont été mises en évidence par l'étude de faisabilité portant sur la capture du CO₂ de la CCP de Shand au Canada, réalisée par l'International CCS Knowledge Centre¹. L'étude a montré qu'il est possible de réduire le coût du CO₂ capté à 45 \$/t, grâce à des facteurs tels que les effets d'échelle, la modularisation, le recyclage de la chaleur (procédés d'intégration thermique) et d'autres enseignements tirés de la construction et de l'exploitation de BD3. Alors que les deux expériences à l'échelle industrielle utilisent des procédés de captage de première génération (à base de solvants tels que la monoéthanolamine (MEA)), les efforts de recherche, développement et démonstration (RD-D) portent sur une deuxième génération de procédés (solvants avancés, absorbants, membranes, systèmes hybrides et autres nouveaux concepts) qui devrait permettre de réduire la pénalité énergétique et d'abaisser les coûts de 30 %. Cependant, la viabilité de ces technologies doit encore être démontrée à grande échelle. Le programme « Carbon capture » du DOE américain vise la démonstration de technologies de deuxième génération qui se traduiraient par un coût du CO₂ capté d'environ 30 \$/tCO₂ à l'horizon 2030². En Chine, les efforts de RD-D portent également sur le développement d'une nouvelle génération de procédés de capture du CO₂ et visent un coût de captage postcombustion allant de 190 à 250 yuan/tCO₂ en 2030 (29-39\$) et se situant entre 160 et 200 yuan/tCO₂ (25-31\$) en 2035³.



Graphique 1 : Coût de la capture postcombustion réalisée à grande échelle sur des CCPs – Source : Graphique établi par l'auteur à partir de Global CCS Institute (2021), "Technology readiness and costs of CCS", Melbourne ; AIE (2021c), *op. cit.*; et YI-MING Wei & XIAN Zhang (2020), *op. cit.*

¹ International CCS Knowledge Centre (2018), "The Shand CCS Feasibility Study, Public Report", Regina, SK, Canada.

² AIE (2021c), "Is carbon capture too expensive?", IEA commentary, Paris, 17 février.

³ YI-MING Wei & XIAN Zhang (2020), "Roadmap for Carbon Capture, Utilization and Storage Technology in China (2019)", Center for Energy and Environmental Policy Research, Beijing Institute of Technology (BIT), Beijing Key Lab of Energy Economics and Environmental Management School of Management and Economics, BIT, Clean Energy Ministerial CCUS webinar: CCUS in China, 5 mars 2020.

ont également conduit à la fermeture des CCPs. Selon l'Energy Information Administration (EIA) américaine, la capacité installée des centrales au charbon s'est réduite de près d'un tiers depuis son pic atteint en 2011 (318 GW), pour se situer à 212 GW à la mi-2021. Ce mouvement devrait s'accélérer suite au Clean Energy Plan de la nouvelle administration Biden et au nouvel objectif visant à atteindre 100 % d'électricité décarbonée d'ici à 2035⁹. Depuis le début de l'année 2021, les annonces de fermetures de CCPs se multiplient. Alors qu'en mars 2020, les électriciens américains projetaient de fermer 38 GW de capacité d'ici à 2030 ; en juillet 2021, ce chiffre a grimpé à 81 GW¹⁰.

Ainsi, malgré la focalisation des projets initiaux de CCUS sur le charbon, l'expérience en la matière est très limitée, les pays ayant opté pour des solutions moins coûteuses et plus rapides pour décarboner leur mix électrique : la substitution du charbon par le gaz naturel et l'accélération du développement des énergies renouvelables. Seuls deux projets à l'échelle industrielle, d'une capacité de captage supérieure à 0,4 millions de tonnes de CO₂ par an (MtCO₂/an), ont été développés en Amérique du Nord :

- au Canada, l'unité 3 de la centrale de Boundary Dam 3 (BD3), d'une capacité de 115 MW, a été reconstruite et équipée d'une installation de capture postcombustion du CO₂ d'une capacité de 1 MtCO₂/an (729 000 tonnes captées en 2020). L'installation a démarré en octobre 2014. La majeure partie du CO₂ capturé est transporté par pipeline et utilisé pour la récupération assistée du pétrole (EOR). Le coût total du projet, y compris celui de la reconstruction de l'unité DB3, s'est élevé à 1,5 milliards de dollars et a bénéficié du soutien financier du gouvernement canadien ;
- aux États-Unis, une installation de capture postcombustion d'une capacité de 1,4 MtCO₂/an a été mise en service fin décembre 2016 sur l'unité 8 de la centrale de Petra Nova (capacité de 240 MW). Le coût du projet s'est élevé à 1 milliard de dollars et a bénéficié d'un soutien financier du département américain de l'Énergie (DOE) et du gouvernement japonais. Le CO₂ est utilisé pour l'EOR. Mais la centrale a été arrêtée en mai 2020 et mise sous cocon en juillet 2020, à la suite de la baisse du prix du pétrole qui a rendu non rentable l'injection du CO₂ pour servir à la récupération assistée. Au cours de sa période opérationnelle, le projet a capté 3,45 MtCO₂.

Ainsi, parmi les trois principales technologies de captage du CO₂ sur les CCPs (postcombustion, précombustion et oxycombustion), seule la technologie postcombustion a progressé. Les projets de capture précombustion utilisant la technologie IGCC, tels que FutureGen du DOE américain, Zerogen en Australie et le projet d'une centrale IGCC à Kemper County aux États-Unis, ont été

abandonnés ou reconvertis, en raison du coût élevé de la technologie IGCC (7 milliards de dollars pour Kemper County) et de l'amélioration simultanée du rendement des CCPs. En Chine, l'IGCC GreenGen de 250 MW a été achevée en 2012 et un pilote de capture a été mis en place en 2018. Mais les phases prévues pour construire une centrale IGCC équipée d'une installation de capture à plus grande échelle sont apparemment au point mort. Il en est de même pour les projets de captage sur des CCPs utilisant la technologie d'oxycombustion, qui, jusqu'à présent, n'ont pas dépassé le stade du pilote.

Déclin du marché charbonnier, mais un parc existant important nécessitant le recours au CCUS

Le marché charbonnier mondial est entré dans une phase de plateau en 2013, lorsque le pic de consommation a été atteint. Depuis, la fermeture accélérée des CCPs, principalement aux États-Unis et en Europe, a conduit à un déplacement du marché vers l'Asie, qui concentre aujourd'hui 80 % de la demande mondiale de charbon. Dans le secteur électrique, le charbon assure toujours près de 60 % de la production d'électricité de cette région. Mais, même en Asie, la suprématie du charbon et sa compétitivité sont érodées par la chute du coût de l'électricité renouvelable. De plus, face à l'accélération de la contribution des énergies renouvelables à la production d'électricité, le facteur de charge des centrales au charbon se réduit : il est aux alentours de 50 % en Chine et de 55 % en Inde.

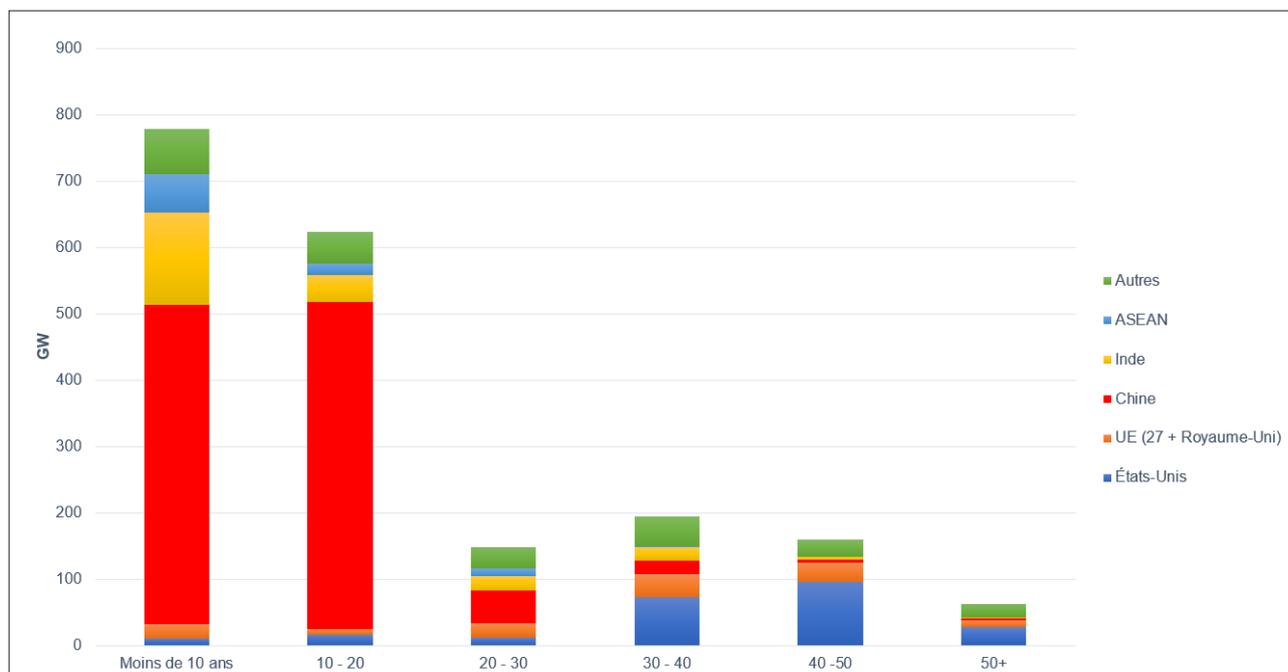
Le parc mondial de CCPs s'élevait à 2 060 GW à la fin 2020. Comme le montre le Graphique 2 de la page suivante, plus d'un tiers de la flotte actuelle de centrales au charbon a été construit au cours de la dernière décennie et plus de 60 % des centrales ont moins de 20 ans, alors que la durée de vie d'une CCP est de 50 ans. L'Asie, et plus particulièrement la Chine, l'Inde et les pays de l'ASEAN, concentrent près de 90 % des capacités qui ont été construites au cours des vingt dernières années. Par ailleurs, malgré les appels répétés des Nations unies à arrêter toute nouvelle construction de CCP non équipées de CCUS, 185 GW de capacités étaient encore en construction dans le monde à la mi-juillet 2021, dont la moitié en Chine.

Décarboner la production d'électricité est essentiel pour atteindre la neutralité carbone d'ici à 2050. Dans la feuille de route de l'AIE sur la neutralité carbone en 2050, il est précisé que les pays de l'OCDE devront avoir complètement décarboner leur mix électrique en 2035, et le reste du monde en 2040¹¹. Cette feuille de route implique à la fois une augmentation significative des besoins en électricité et une transformation radicale des modes de production, laquelle sera principalement assurée par les énergies renouvelables, qui représenteront 90 % de la production d'électricité mondiale en 2050. Cette augmentation va s'accompagner d'investissements gigantesques dans le stockage d'éner-

⁹ The White House (2021), "FACT SHEET: President Biden Sets 2030 Greenhouse Gas Pollution Reduction Target Aimed at Creating Good-Paying Union Jobs and Securing US Leadership on Clean Energy Technologies" (22 avril 2021), Washington DC.

¹⁰ Institute for energy economics and financial analysis (IEEFA) (2021), "IEEFA US: Surge of coal-fired generation retirements looking like a reverse S-curve" (13 juillet 2021), Lakewood, OH.

¹¹ AIE (2021b), *op. cit.*



Graphique 2 : Distribution du parc charbonnier mondial en 2020 en fonction de l'âge des centrales – Source : Graphique établi par l'auteur à partir de AIE (2020a), "Age structure of existing coal power capacity by region", Paris ; Global Energy Monitor (GME) (2021), "Global Coal Plant Tracker", San Francisco, CA.

gie et les réseaux électriques. Le CCUS est toutefois nécessaire pour assurer, à moindre coût, la fiabilité et la sécurité des systèmes électriques dominés par les énergies renouvelables, les centrales thermiques équipées du CCUS pouvant assurer à tout moment un approvisionnement en électricité bas carbone. Le recours au CCUS apparaît également comme une stratégie incontournable pour réduire les émissions des CCPs construites récemment en Asie et éviter les coûts d'une fermeture anticipée de celles-ci.

Cette dernière feuille de route est beaucoup plus exigeante que les scénarios précédents de l'AIE. Le parc de centrales au charbon est appelé à être réduit drastiquement : toutes les CCPs sous-critiques seront fermées d'ici à 2030 (l'équivalent de près de 900 GW de capacité) et toutes les CCPs sans CCUS d'ici à 2040. Si ces dates paraissent extrêmement ambitieuses, il faut souligner les efforts nationaux et internationaux pour faciliter la fermeture anticipée des CCPs et assurer une transition équitable. La Banque asiatique de développement (BAD) est en train de mettre en place un plan de financement (qui devrait être finalisé pour la COP26 de Glasgow) en vue de faciliter la fermeture des CCPs avant leur fin de vie dans les pays asiatiques émergents, un plan initialement axé sur l'Indonésie, le Vietnam et les Philippines¹².

Dans la feuille de route de l'AIE, le CCUS joue un rôle capital : près de 1,7 GtCO₂ seront captées en 2030 et 7,6 Gt en 2050. Mais sa contribution dans le secteur électrique conventionnel (centrales au gaz et au charbon) est réduite par rapport aux scénarios précédents, car, dans le cas du charbon, les CCPs seront

fermées beaucoup plus rapidement et d'autres solutions sont envisagées pour les actifs charbonniers restants, comme la co-combustion d'ammoniaque bas carbone, qui est testée actuellement au Japon. Ainsi, les émissions mondiales de CO₂ captées sur des CCPs s'élèveront à environ 700 MtCO₂ en 2050, contre 900 MtCO₂ dans le scénario de développement durable (SDS) de l'AIE¹³. Néanmoins, ce sont près de 50 GW de capacités au charbon qui seront équipées de CCUS en 2030 et 220 GW en 2050 (soit près de la moitié de la flotte restante), principalement en Chine.

Après près d'une décennie de développement limité, plus précisément depuis 2018, les technologies de CCUS bénéficient d'un regain d'intérêt de la part des gouvernements et industriels d'un nombre croissant de pays. À la fin 2020, le Global CCS Institute recensait 65 projets commerciaux de CCUS, dont 28 projets en service (représentant une capacité totale de captage de 40 MtCO₂/an) et 37 projets en construction ou en développement¹⁴. La grande majorité des projets en construction ou en développement sont situés aux États-Unis ou en Europe. Le Global CCS Institute recensait également 15 projets de *clusters* industriels CCUS dans le monde à la fin 2020. Mais si les CCPs focalisaient sur elles l'attention des gouvernements à la fin des années 2000, ce n'est plus le cas aujourd'hui. Parmi les 37 projets en construction ou en développement, seuls 7 projets concernent des CCPs, majoritairement menés aux États-Unis et en Chine, et parmi les 15 *hubs* recensés par le Global CCS Institute, 7 pourraient inclure le captage du CO₂ provenant de CCPs

¹² Nikkei Asia (2021), "Philippines and Vietnam coal-fired plants to retire in ADB-led plan", Hô Chi Minh-Ville, 13 août.

¹³ AIE (2020b), "CCUS in Clean Energy Transitions", Paris.

¹⁴ Global CCS Institute (2020), "The global status of CCS 2020", Melbourne.

(3 hubs américains incluent des projets de centrales déjà comptabilisés dans les 7 projets de CCUS portant sur des CCPs). Aujourd'hui, les applications du CCUS concernent principalement les industries difficiles à décarboner, la production de biocarburants (éthanol), la production d'hydrogène bas carbone et la création d'émissions négatives. Dans le secteur électrique, ce sont les projets basés sur des centrales au gaz, les déchets et la biomasse, qui dominent. Le tableau de la page suivante présente les projets de CCUS associés à des CCPs, dont ceux annoncés récemment par la Chine, ainsi qu'un projet potentiel aux États-Unis, qui n'est pas inclus dans les projets recensés par le Global CCS Institute.

Quel développement aux États-Unis, en Chine et en Inde ?

États-Unis : un leadership technologique

Les États-Unis sont les leaders mondiaux du CCUS, concentrant la moitié des installations commerciales opérationnelles dans le monde et plus de 60 % de la capacité mondiale de captage du CO₂. De plus, depuis la réévaluation du crédit d'impôt 45Q¹⁵ en 2018 et l'inclusion d'un protocole CCUS dans le Low Carbon Fuel Standard (LCFS) en Californie, l'intérêt américain pour le CCUS s'est accéléré. Début octobre 2021, la Clean Air Task Force (CATF) américaine recensait 54 nouveaux projets depuis 2018, dont 22 annoncés en 2021¹⁶. Cette tendance devrait se poursuivre. Le retour des États-Unis dans l'Accord de Paris et l'annonce par le Président Joe Biden d'un nouvel objectif de réduction des émissions de CO₂ de son pays de 50 à 52 % d'ici à 2030 par rapport aux niveaux de 2005 et d'un système électrique décarboné d'ici à 2035 renforcent la place des technologies de CCUS et d'élimination du CO₂ dans la décarbonation du système énergétique américain. Le plan présidentiel américain pour l'emploi (l'American Jobs plan) de 3 000 milliards de dollars et sa composante Infrastructures comprennent des propositions visant à renforcer et à étendre le crédit d'impôt 45Q pour faciliter l'usage du CCUS pour les industries des secteurs où les émissions sont difficiles à éliminer, ainsi que le captage direct du CO₂ dans l'air (DAC) et la capture du CO₂ émis par les centrales existantes¹⁷. La nouvelle administration a proposé de lancer 10 nouveaux projets de capture du CO₂ sur des installations industrielles et 15 projets de production d'hydrogène à faibles émissions, voire zéro émission de carbone. Par ailleurs, de nouvelles mesures ont été prises ou sont en cours d'approbation par le Congrès améri-

cain en vue de renforcer le soutien apporté au CCUS¹⁸. Elles incluent la possibilité d'un paiement direct au lieu de l'octroi d'un crédit d'impôt, une augmentation de la valeur du crédit d'impôt 45Q, l'élimination (ou la réduction) des seuils annuels de capture de CO₂ pour les projets considérés, une extension du nombre des projets bénéficiaires en repoussant la date de commencement de leur construction (aujourd'hui fixée à 2026), une nouvelle réglementation en faveur de l'infrastructure de transport et de stockage du CO₂ (la loi Scale) et un accès facilité aux capitaux. Selon la Carbon Capture Coalition américaine, l'impact cumulé de ces politiques complémentaires permettrait d'accroître les capacités de CO₂ capté dans une fourchette allant de 210 à 250 Mt d'ici à 2035¹⁹.

Mais malgré l'accélération des politiques développées en faveur du CCUS, son application aux CCPs demeure très incertaine. Vu l'âge des CCPs en activité aux États-Unis (en moyenne 40 ans), leur fonctionnement en mode réduit (un facteur de charge de 40 % en 2020) et la fermeture programmée au cours de l'actuelle décennie d'un grand nombre de ces centrales, l'intérêt porté à la technologie de capture du CO₂ appliquée aux CCPs ne semble pas justifié économiquement. Une étude du DOE sur la décarbonation du système électrique d'ici à 2035, particulièrement ambitieuse au regard du développement de l'énergie solaire, estime que jusqu'à cette échéance, la production d'électricité pourrait être assurée uniquement par les énergies renouvelables et le nucléaire²⁰. D'autres études tablent sur le recours au CCUS pour décarboner les centrales thermiques nécessaires pour assurer la sécurité du système électrique. Dans les scénarios Net Zero America de l'Université de Princeton, le CCUS est déployé à grande échelle dans presque chacun d'eux, mais il ne concerne que les centrales au gaz, les CCPs devant être fermées d'ici à 2030²¹.

Les centrales au charbon ne représentent que 6 projets (tous lancés sous l'ancienne administration) parmi les 54 nouveaux projets de CCUS recensés par la CATF depuis 2018. Parmi ces projets, 5 bénéficient d'un soutien du DOE qui finance les études de faisabilité (études FEED, voir le tableau qui suit). Comme dans le reste du monde, le regain d'intérêt porté au CCUS concerne d'autres applications que les CCPs. Il convient toutefois de souligner que depuis plus de vingt ans, le DOE américain est très actif en matière de RD-D des technolo-

¹⁸ BRIGHT M. (2021), "Surveying the US Federal CCS Policy Landscape in 2021", Global CCS Institute Brief, Melbourne, mai.

¹⁹ Rhodium Group (2021), "The Economic Benefits of Carbon Capture: Investment and Employment Estimates for the Contiguous United States", a report for the Carbon Capture Coalition (CCC), New York.

²⁰ Département américain de l'Énergie (DOE) (2021), "Solar Futures Study", DOE/EERE (Office of Energy Efficiency and Renewable Energy), Washington DC.

²¹ LARSON E., GREIG C., JENKINS J., MAYFIELD E., PASCALE A., ZHANG C., DROSSMAN J., WILLIAMS R., PACALA S., SOCOLOW R., BAIK E., BIRDSEY R., DUKE R., JONES R., HALEY B., LESLIE E., PAUSTIAN K. & SWAN A. (2020), "Net-Zero America: Potential Pathways, Infrastructure, and Impacts, interim report", Princeton University, Princeton, NJ.

¹⁵ Le crédit d'impôt 45Q soutient le développement de projets de CCU et de CCUS pour les installations industrielles et les centrales électriques, ainsi que le DAC. Il crédite les projets selon le type d'utilisation ou de stockage du CO₂ (50 \$/t pour le stockage géologique et 35 \$/t pour l'EOR ou les autres utilisations du CO₂).

¹⁶ CATF (2021), *op. cit.*

¹⁷ Carbon Capture Coalition (CCC) (2021), "Carbon Capture Coalition Statement on the American Jobs Plan", Washington DC, 31 mars.

Projet	Pays/État-Province	Date d'entrée en service	Source de CO ₂ Technologie de capture	Capacité de capture (MtCO ₂ /an)	Type de stockage/ utilisation	Commentaires
Projets de capture du CO₂ sur des centrales au charbon (opérationnels)						
Boundary Dam 3	Canada/ Saskatchewan	2014	Electricité. Postcombustion	1,0	EOR	BD3 : 115 MW net. 0.73 Mt captées en 2020
Petra Nova	États-Unis/ Texas	2017	Electricité. Postcombustion	1,4	EOR	Unité 8 : 240 MW. Mise sous cocon en juillet 2020, suite à la chute du prix du pétrole
Projets de capture du CO₂ sur des centrales au charbon (en développement)						
Taizhou (CEIC)	Chine/Jiangsu	2023	Electricité. Postcombustion	0,5	EOR/ Utilisation (méthanol)	En cours de construction
Haifeng (China Resources Power)	Chine/ Guangdong	2025	Electricité. Postcombustion	1	Stockage en mer	La construction devrait commencer en 2022. Deux pilotes ont été mis en service en 2019 (20 kt/an)
Shengli (Sinopec)	Chine/ Shandong	Années 2020	Electricité. Postcombustion	1	EOR	Un pilote de démonstration captant 40 kt/an est opérationnel depuis 2010
Huaneng postcombustion	Chine/ non défini	Années 2020	Electricité. Postcombustion	1	non défini	Technologies testées sur des unités pilotes (Shidongkou, Changchun)
San Juan	États-Unis/ New Mexico	2025	Electricité. Postcombustion	6	Stockage géologique/ EOR	Enchant Energy étudie le captage du CO ₂ de l'unité 1 (340 MW) et de l'unité 4 (507 MW) de San Juan. L'étude FEED en cours utilise le procédé Advanced KM CDR™ de Mitsubishi Heavy Industries (MHI).
Gerald Gentleman	États-Unis/ Nebraska	2025	Electricité. Postcombustion	3,8	non défini	L'étude FEED en cours porte sur l'unité 2 (700 MW) construite en 1982. Elle utilise le procédé avancé de capture du CO ₂ développé par Ion Engineering (solvant ICE-21).
Prairie State	États-Unis/ Illinois	2025	Electricité. Postcombustion	6,2	Stockage géologique	L'étude FEED en cours utilise le procédé Advanced KM DR™ de MHI et son nouveau solvant amélioré (KS21) pour capter le CO ₂ de l'une des deux unités de la centrale (816 MW).
Dry Fork	États-Unis/ Wyoming	2025	Electricité. Postcombustion	2,2	Stockage géologique	L'étude FEED en cours évalue l'utilisation du procédé de capture de MTR (membrane) sur la centrale électrique de 420 MW de Dry Fork, mise en service en 2011. Cette étude est associée au projet Dry Fork CarbonSAFE (stockage géologique).
Project Tundra	États-Unis/ North Dakota	2025-2026	Electricité. Postcombustion	3,3	Stockage géologique	L'étude FEED en cours utilise la technologie Econamine FG Plus de Fluor, un procédé à base d'amine pour capter le CO ₂ de l'unité 2 (MRY2) de la station Milton R. Young (455 MW).
Dave Johnston	États-Unis/ Wyoming	non défini	Electricité. Postcombustion	1,26	EOR	La centrale, détenue par Pacific Corp, doit être fermée en 2027. L'installation potentielle de captage concerne l'unité 4 (330 MW). PacificCorp prévoit de lancer une demande de manifestation d'intérêt.
Korea-CCS 1&2	Corée du Sud/ Gangwon ou Chungnam	Années 2020	Electricité. (technologie de capture non définie)	1	Stockage géologique	Pas de progrès récents
Projets de capture du CO₂ sur des centrales au charbon associés à la création de hubs (en développement)						
CarbonSAFE Illinois Macon County	États-Unis/ Illinois		Ethanol, électricité (charbon)	2.0-15.0	Stockage/ EOR/ Utilisation	Inclus le projet de capture sur la centrale de Prairie State
Gulf of Mexico CCUS hub	États-Unis/ Louisiana-Texas		Engrais, hydrogène, produits chimiques, électricité (charbon)	6.6-35	EOR	Fait partie de l'initiative KickStarter d'OGCI. Séparé en deux hubs par OGCI (Louisiana et Texas)
Integrated Midcontinent Stacked Carbon Storage Hub (IMSCS-HUB)	États-Unis/ Kansas-Nebraska		Ethanol, hydrogène, ciment, électricité (charbon)	1.9-19.4	Stockage/ EOR/ Utilisation	Pourrait inclure le projet de Gerald Gentleman
CarbonSAFE North Dakota/Projet Tundra	États-Unis/ North Dakota		Ciment, électricité (charbon)	3-17	EOR	Pourrait inclure le projet de Tundra
CarbonSAFE Wabash	États-Unis/ Illinois		Electricité (biomasse, gaz et charbon), ciment, produits chimiques	1.5-18	EOR et autres options	
Xinjiang Junggar Basin CCS Hub	Chine/ Xinjiang	2025	Hydrogène, produits chimiques, électricité (charbon)	0.2-3 (jusqu'à 10)	EOR	Fait partie de l'initiative KickStarter d'OGCI.
CarbonNet	Australie/ Victoria	2025	Engrais, produits chimiques, hydrogène, électricité (charbon)	2-5	Stockage géologique	Projet associé à l'exportation d'hydrogène bas carbone

Projets de CCUS menés à l'échelle commerciale sur des CCPs – Source : Tableau établi par l'auteur à partir de Global CCS Institute (2020), *op. cit.* (informations mises à jour pour la Chine) ; Clean Air Task Force (CATF) (2021), "US Carbon Capture Activity and Project Table" (situation au début du mois d'octobre 2021), Boston MA.

gies de capture du CO₂ des CCPs et, plus récemment, dans celles de deuxième génération. En avril 2021, il a accordé 47 millions de dollars à Linde et à l'Université de l'Illinois pour les aider à construire une installation pilote utilisant un solvant amine avancé de BASF et implantée sur le site de la CCP de Dallman 4 à Springfield, dans l'Illinois²². Le DOE a également accordé 52 millions de dollars à la société californienne, Membrane Technology and Research Inc. (MTR), pour construire une installation pilote de capture du CO₂ dans le Centre de test intégré du Wyoming (WITC), utilisant la technologie à membrane développée par MTR. L'étude FEED sur la capture à grande échelle des émissions de la centrale électrique de Dry Fork (400 MW), dans le Wyoming, utilise, elle aussi, ce même procédé à membrane. Cette étude et l'installation pilote représentent une étape importante vers le déploiement commercial de cette technologie de deuxième génération. Toutefois, des projets de CCUS menés à grande échelle sur des CCPs pourraient être justifiés par les besoins d'application à l'échelle industrielle des technologies testées aujourd'hui sur des unités pilotes, et ce dans l'objectif d'une exportation de ces technologies.

Chine : vers un développement à l'échelle industrielle

L'annonce en septembre 2020 par le Président Xi Jinping de l'atteinte du pic d'émissions de carbone avant 2030 et de la neutralité carbone d'ici à 2060 est considérée comme un moment charnière pour le CCUS en Chine. Ce double objectif donne un nouvel élan aux technologies de CCUS, qui, jusqu'à présent, n'ont connu qu'un développement limité dans ce pays, étant principalement abordées sous l'angle de la RD-D. Dans le secteur électrique, la fixation de ce double objectif accélère la nécessité de décarboner le mix électrique. La production d'électricité constitue en effet la plus grosse source d'émissions de CO₂ du pays, représentant plus de 50 % des émissions de CO₂ liées à l'énergie, soit près de 15 % des émissions mondiales.

Le parc électrique chinois (2 200 GW fin 2020) est dominé par le charbon (1 080 GW), qui a assuré 61 % de la production d'électricité en 2020²³. Jusqu'à présent, la réduction des émissions du secteur s'est appuyée sur celle des émissions des CCPs, grâce au développement de centrales à haut rendement et à faibles émissions, et sur l'intégration massive d'énergies non carbonées. L'accroissement rapide des énergies renouvelables a permis à ces dernières d'assurer une part croissante de la production d'électricité et de réduire l'importance du charbon. Face au développement rapide des énergies renouvelables, dont la capacité électrique devrait atteindre au minimum 1 200 GW en 2030, et au lancement du marché national du carbone en juillet 2021, le charbon devrait rapidement perdre sa suprématie. En avril 2021, lors du Sommet des dirigeants sur le climat,

le Président Xi Jinping a indiqué que la Chine contrôlera strictement les projets de CCPs et la croissance de sa consommation de charbon sur la période correspondant au quatorzième plan quinquennal (2021-2025) et réduira progressivement cette même consommation pendant la durée du quinzième plan quinquennal (2026-2030). Mais sans réduction drastique à court et moyen terme des capacités, le charbon devrait continuer de représenter une part importante du mix électrique du pays. Le parc des centrales au charbon affiche un âge moyen de 13 ans, constituant une source potentielle d'émissions pour les quarante prochaines années. Un déploiement significatif du CCUS apparaît donc comme incontournable pour décarboner la production d'électricité. Il permettrait d'éviter la fermeture anticipée de ce parc, de produire une électricité bas carbone et d'assurer la sécurité énergétique du pays. Le parc de CCPs a été modernisé aux cours des quinze dernières années afin d'accroître le rendement desdites centrales et réduire la pollution atmosphérique. Aujourd'hui, il est constitué majoritairement de grandes unités standardisées, supercritiques et ultra-supercritiques, d'une capacité allant de 600 à 1 000 MW, et présentant des rendements énergétiques parmi les plus élevés au monde, ce qui en fait des candidats idéals pour l'application du CCUS. Les centrales sous-critiques, qui constituent encore 45 % du parc, pourraient être retirées avant leur fin de vie ou, plus probablement, repositionnées pour assurer la fiabilité du secteur électrique chinois (ce qui sous-entend des heures limitées de fonctionnement et requiert une rémunération adéquate).

Mais si l'effort de RD-D portant sur les technologies de CCUS a été continu depuis le début des années 2000, il n'a pas abouti, jusqu'à présent, à de grands développements à l'échelle commerciale. La Chine a mis en place une quarantaine de projets de démonstration, qui sont déjà en service ou en cours de construction, et représentent une capacité de capture de 3 MtCO₂/an²⁴. La plupart d'entre eux sont des projets à petite échelle dans les industries du pétrole, de la chimie du charbon et de l'électricité. Selon le Global CCS Institute, la Chine disposait de trois installations commerciales de CCUS de taille moyenne fin 2020, d'une capacité combinée de captage de 820 kilotonnes de CO₂ par an (ktCO₂/an) et s'appuyant principalement sur des procédés à moindre coût de capture (pétrochimie, traitement du gaz naturel)²⁵. La Chine avait également quatre projets en construction ou en développement, dont un projet de *cluster* industriel. Ces projets, développés par les compagnies pétrolières du pays, sont largement motivés par une logique EOR. Dans le secteur électrique, la RD-D a porté sur les trois grandes technologies « traditionnelles » de capture du CO₂. La technologie de captage postcombustion est la plus mature. L'échelle des projets de démonstration existants est relativement

²² National Energy Technology Laboratory (NETL) (2021), "DOE awards approximately \$99 million for demonstration of large-scale pilot carbon capture technologies", DOE/NETL, Morgantown, WV, 30 avril.

²³ JONES Daves (2021), *Global Electricity Review, 2020 Global Trends*, Ember, Londres.

²⁴ BOFENG Cai, QI Li, XIAN Zhang *et al.* (2021), « Rapport annuel sur le captage, l'utilisation et le stockage du dioxyde de carbone (CCUS) en Chine », Institut de planification environnementale, ministère de l'Écologie et de l'Environnement, Institut de mécanique des roches et des sols de Wuhan, Académie des sciences chinoise, Centre administratif pour l'Agenda 21 de la Chine (ACCA21) (en chinois).

²⁵ Global CCS Institute (2020), *op. cit.*

Positionnement du CCUS dans la politique nationale chinoise

Depuis le douzième plan quinquennal (2011-2015), la Chine a inclus le CCUS dans ses stratégies nationales de réduction des émissions de CO₂ et l'a défini comme une technologie de rupture clé. Le CCUS est également l'un des principaux axes du projet national d'innovation technologique intitulé « Utilisation propre et efficace du charbon ». Le quatorzième plan quinquennal pour le développement économique et social, adopté en mars 2021, inclut le CCUS dans les technologies clés pour atteindre la neutralité carbone. En juin 2021, la Commission chinoise de développement et de réforme (NDRC) a lancé un recensement des projets CCUS auprès des compagnies de production d'électricité, de pétrole et de gaz et d'autres opérateurs industriels afin de coordonner les grands projets à venir. En mai 2019, le ministère des Sciences et de la Technologie et le Centre administratif pour l'Agenda 21 de la Chine (ACCA21) ont publié conjointement une mise à jour de la Feuille de route pour le développement de la technologie CCUS en Chine (dont la première version datait de 2011)¹. Cette feuille de route définit des objectifs à court, moyen et long termes (2050) afin de développer un système de technologies et de *clusters* industriels CCUS à bas coût, à faible pénalité énergétique, et qui soient sûrs et fiables. D'ici à 2030, les technologies de CCUS devraient avoir atteint le stade de la commercialisation et de l'industrialisation. D'ici à 2050, le CCUS devrait être largement déployé, soutenu par plusieurs *clusters* CCUS à travers le pays, et permettre ainsi de décarboner l'utilisation des combustibles fossiles et de créer des émissions négatives. Cette feuille de route vise également à réduire le coût du captage du CO₂ dans le secteur électrique d'environ 70 % d'ici à 2050. Afin d'atteindre cet objectif, des percées technologiques sont nécessaires. La feuille de route prévoit à ce titre que d'ici à 2035, les technologies de captage de première génération auront atteint le stade de la commercialisation, et que d'ici à 2040, les technologies de deuxième génération joueront un rôle dominant dans le secteur électrique.

¹ ACCA21/Ministère des Sciences et de la Technologie (MOST) (2019), "Roadmap for Carbon Capture. Utilisation and Storage Technology in China", Pékin.

petite (jusqu'à 150 ktCO₂/an). Mais les premiers projets à l'échelle industrielle (1 MtCO₂/an captées) sont en train de se mettre en place et devraient entrer en service au cours de cette décennie. Il s'agit notamment des projets suivants :

- le groupe China Huaneng a développé avec succès ses propres technologies de capture postcombustion par le biais de son Clean Energy Research Institute (CERI), les mettant en œuvre dans le cadre de projets de démonstration portant sur des CCPs localisées en Chine. Le procédé de capture postcombustion à base de solvant mis au point par Huaneng sera utilisé pour une démonstration prévue en Australie, dans le cadre du projet CTSCo développé par Glencore sur la centrale au charbon de Millmerran, dont Huaneng est actionnaire²⁶. Par ailleurs, Huaneng a l'intention de développer au cours des prochaines années un projet de capture de CO₂ à l'échelle du million de tonnes sur une CCP existante ;
- China Energy Investment Corporation (CEIC), le plus grand électricien au monde, issu de la fusion entre China Guodian et le groupe charbonnier Shenhua, a mis en service, en juillet 2021, une installation de captage postcombustion d'une capacité de 150 ktCO₂/an sur l'unité 1 de la CCP de Guohua Jinjie, dans la

province du Shaanxi. En mars 2021, CEIC a franchi une nouvelle étape en annonçant qu'elle financerait une installation de capture postcombustion de 500 ktCO₂/an sur la CCP de Taizhou, dans la province du Jiangsu²⁷. Ce projet, qui devrait entrer en service en 2023, s'appuiera sur une nouvelle génération d'absorbants, qui devrait permettre de réduire la consommation d'énergie du procédé et le coût de la capture de 30 % par rapport aux procédés traditionnels. Par ailleurs, l'unité de démonstration sera conçue de manière modulaire, pour pouvoir s'adapter aux besoins croissants du marché ;

- China Resources Power, basée à Hong Kong, développe activement le CCUS dans sa centrale électrique de Haifeng, dans la province du Guangdong, où une grande plateforme d'essai pour les technologies de capture postcombustion à base de solvants et de membranes a été mise en service en 2019. Cette même société projette d'établir un projet de démonstration à grande échelle (1 MtCO₂/an) sur ce même site, dont la construction devrait commencer en 2022. Par ailleurs, China Resources Power, en partenariat avec China National Offshore Oil Corporation (CNOOC) et d'autres entreprises, étudie la

²⁶ S&P Global Platts (2021), "Glencore, China Huaneng sign deal to fit carbon capture to Australian coal plant", 12 avril.

²⁷ Polaris Power Network News Center (2021), "National Energy Group's Taizhou Power Plant Carbon Capture Leads the Road to 'Green Power' Transformation", 2 avril (en chinois).

faisabilité d'établir un *cluster* industriel avec un stockage en mer ;

- la compagnie pétrolière China Petroleum & Chemical Corporation (Sinopec) est très active dans le CCUS et l'EOR. Elle vient de lancer la construction du plus gros projet intégré de CCUS en Chine (1 MtCO₂/an), le projet Qilu Petrochemical-Shengli Oilfield CCUS. Sinopec est également active dans la démonstration du captage du CO₂ des CCPs. Fin 2010, elle a mis en service une installation pilote de captage postcombustion dans sa centrale électrique de Shengli (40 ktCO₂/an). Sinopec prévoit également de construire une installation de captage postcombustion à grande échelle (1 MtCO₂/an) sur une nouvelle unité de production de la centrale de Shengli ;
- en partenariat avec l'Oil and Gas Climate Initiative (OGCI), China National Petroleum Corporation (CNPC) est en train de développer un *hub* CCUS (le Junggar Basin CCUS hub) dans la région autonome du Xinjiang, avec une capacité initiale de stockage de 0,2 à 3 MtCO₂/an, pouvant éventuellement être portée à 10 MtCO₂/an. Ce *hub* industriel comporterait des installations de captage du CO₂ se rapportant à divers secteurs, dont la production d'électricité au charbon, la pétrochimie et le raffinage. Ce projet fait partie de l'initiative CCUS KickStarter lancée par l'OGCI en 2019, qui vise à faciliter l'investissement dans des projets commerciaux de CCUS à grande échelle.

Malgré des avancées significatives, l'application du CCUS aux CCPs en Chine se heurtent à des défis importants : des coûts d'investissement et une pénalité énergétique élevés, l'inexistence d'un cadre réglementaire pour le stockage permanent du CO₂ et l'absence d'incitations financières au développement du CCUS (le marché du carbone venant tout juste d'être mis en place).

Afin de surmonter le problème du coût élevé des investissements et de l'importante pénalité énergétique, la Chine conduit des travaux de RD-D sur les technologies de deuxième génération. Ces technologies devraient permettre de réduire la pénalité énergétique et d'abaisser les coûts de 40 à 50 % par rapport aux technologies actuelles, mais les chercheurs chinois estiment qu'elles ne seront pas disponibles avant 2030-2035. Compte tenu de la taille, de la standardisation et du rendement élevé de la plupart des CCPs en Chine, ainsi que de l'expérience tirée de la réduction des coûts de la filière solaire photovoltaïque, il existe certainement un potentiel de déploiement du CCUS à grande échelle à des coûts inférieurs à ceux d'autres pays.

Même si les maillons transport et stockage de la chaîne CCUS ne présentent pas les mêmes défis économiques que le segment Capture du CO₂, ils sont toutefois subordonnés à des investissements élevés pour mettre en place l'infrastructure nécessaire. Par ailleurs, le stockage géologique du CO₂ en Chine soulève des défis dus aux conditions géologiques complexes du pays. La Chine dispose d'une capacité théorique de stockage géologique élevée²⁸, mais pas encore d'un

cadre réglementaire pour encadrer sa pratique. La sécurité et la fiabilité à long terme du stockage sont les principaux obstacles auxquels les pouvoirs publics et l'industrie chinois devront répondre. Dans sa feuille de route sur le CCUS, le gouvernement chinois a exprimé son intention d'exploiter les opportunités associées à l'EOR pour développer ses projets initiaux de *clusters* CCUS. La plupart de ces opportunités se trouvent dans les régions du Nord-Ouest (bassins de Junggar et de Turpan-Hami), du Centre (bassin d'Ordos) et du Nord-Est (bassin de Songliao et bassin de la Baie de Bohai). Il existe donc des possibilités pour créer des *clusters* industriels à grande échelle incluant le captage du CO₂ des CCPs de ces régions.

Jusqu'à présent, l'absence d'incitations financières a entravé le développement des projets CCUS en Chine, qui ne peuvent compter que sur l'EOR pour se rémunérer. Mais l'importance de la technologie pour la concrétisation du double objectif de l'atteinte d'un pic carbone avant 2030 et de la neutralité carbone en 2060 a conduit le gouvernement chinois à étudier la mise en place de ces incitations afin d'accélérer le développement du CCUS. Le quatorzième plan quinquennal pourrait voir la mise en place de telles aides se concrétiser : en particulier, le CCUS pourrait être inclus dans le marché national du carbone, ce qui fournirait un signal prix important. Un nouveau modèle d'affaires est également en train de se développer. Il est axé sur la création de *clusters* industriels permettant le captage à moindre coût du CO₂ directement au niveau des sources d'émissions, mais aussi des CCPs, et sur l'utilisation du CO₂, notamment pour l'EOR, permettant de réduire davantage les coûts unitaires du CCUS. On peut donc s'attendre à un développement graduel du CCUS sur les CCPs en Chine, avec un essor des projets de démonstration à l'échelle industrielle (1 MtCO₂/an) au cours de cette décennie et une application commerciale entre 2030 et 2035. D'après des études chinoises visant la neutralité carbone en 2060, 200 à 500 Mt de CO₂ pourraient être captées sur les CCPs en 2040, date à laquelle le CCUS sur les CCPs atteindrait son pic (à titre de comparaison, la production d'électricité et de chaleur à base de charbon en Chine a émis près de 5 GtCO₂ en 2020)²⁹. La Chine devrait également se positionner comme un des leaders mondiaux des technologies de capture du CO₂.

Inde : un intérêt très limité jusqu'à présent pour le CCUS

En Inde, le charbon assure 71 % du mix électrique. Les CCPs sont des sources importantes de pollution de l'air et sont responsables d'environ 45 % des émissions de CO₂ du pays liées à l'énergie. Toutefois, l'intérêt porté au CCUS a été jusqu'à présent très limité. La réduction des émissions du système électrique s'est concentrée sur le développement accéléré des énergies renouvelables, dont la capacité (hors hydroélectricité) devrait atteindre les 450 GW d'ici à 2030. Ainsi, la part du charbon dans le mix électrique devrait se réduire, mais demeurer importante, vu la croissance de la demande

²⁸ BOFENG Cai, QI Li, XIAN Zhang *et al.* (2021), *op. cit.*

²⁹ BOFENG Cai, QI Li, XIAN Zhang *et al.* (2021), *op. cit.*

d'électricité du pays. La réduction des émissions du parc charbonnier (229 GW fin 2020, principalement des centrales sous-critiques, dont 60 % ont moins de 10 ans), s'appuie principalement sur l'amélioration du rendement des centrales, aujourd'hui de seulement 35 %, par rapport à 47,5 % pour les centrales les plus efficaces³⁰. Dans les scénarios de réduction des émissions du parc des centrales au charbon, l'augmentation continue du rendement des centrales et la fermeture des CCPs obsolètes joueraient un rôle majeur, alors que le CCUS serait déployé sélectivement pour réduire les émissions de CO₂ de la flotte exploitée pour assurer la flexibilité et la sécurité du système électrique indien³¹.

Alors que l'intérêt pour les technologies de CCUS a été très limité jusqu'à présent, des industriels indiens ont initié des projets de CCUS (le plus souvent, des projets de démonstration à petite échelle)³². En août 2020, l'électricien NTPC a ainsi lancé un appel d'offres pour l'installation d'un pilote de captage sur sa centrale au charbon de Vindhyachal (Madhya Pradesh). L'Inde est membre de la mission Innovation des Nations unies et du programme multilatéral Accelerating CCS Technologies (ACT), qui finance des projets de RD-D. Des projets à l'échelle commerciale pourraient à terme voir le jour. Les compagnies pétrolières Indian Oil Corporation Limited (IOCL) et Oil and Natural Gas Corporation (ONGC) ont un projet au stade de l'étude de la faisabilité du captage du CO₂ d'une raffinerie au Gujarat (1,5 MtCO₂/an), puis le transport de celui-ci vers un champ pétrolier pour y pratiquer l'EOR³³. Le projet est financé par l'Agence des États-Unis pour le commerce et le développement (USTDA). Dalmia Cement, l'un des plus gros producteurs de ciment en Inde, a annoncé un projet d'installation de capture du CO₂ à grande échelle (0,5 MtCO₂/an) dans l'une de ses cimenteries³⁴.

Mais malgré son potentiel en matière de réduction des émissions des CCPs, il n'y a pas actuellement en Inde de projets à l'échelle commerciale portant sur des CCPs. Dans ce secteur, le CCUS se heurte à plusieurs défis. La majorité des centrales sont des centrales sous-critiques présentant des rendements faibles, ce qui n'en fait pas de bons candidats pour l'application du CCUS. L'installation de dispositifs de capture du CO₂ pourrait toutefois concerner les centrales supercritiques et ultra-supercritiques. Mais le coût de la capture du CO₂ et la pénalité énergétique sont un frein au déploiement à grande échelle du CCUS dans un pays très sensible aux variations du coût de l'énergie, qui a connu des pénuries d'électricité chroniques et qui peine à approvisionner son marché charbonnier³⁵. Par ailleurs,

l'Inde n'a pas mis en place d'incitations financières en faveur du CCUS, telles qu'un prix du carbone, ni de réglementation sur le stockage du CO₂. Le potentiel de stockage du CO₂ de l'Inde n'a pas encore été correctement répertorié. L'Inde possède un potentiel d'injection du CO₂ à des fins d'EOR qui pourrait apporter un débouché pour lancer les premiers projets CCUS. Mais le déploiement du CCUS sur des CCPs nécessitera des investissements internationaux, ainsi qu'un soutien technique extérieur.

Conclusion

Malgré le regain d'intérêt pour les technologies de CCUS dans un nombre croissant de pays depuis 2018, son application aux CCPs reste limitée. Mais l'objectif de neutralité carbone renforce la nécessité de décarboner rapidement la production d'électricité mondiale. La crise énergétique depuis septembre 2021 illustre l'importance du charbon pour assurer la sécurité des systèmes énergétiques et renforce la nécessité de décarboner le parc des centrales au charbon. Un ensemble de mesures se dessinent : fermeture anticipée des centrales ; repositionnement des centrales, y compris pour l'utilisation de combustibles décarbonés (hydrogène), ou conversion à la biomasse pour créer des émissions négatives ; et, bien sûr, le développement du CCUS qui apparaît incontournable pour assurer la fiabilité et la sécurité des systèmes électriques et pour éviter les coûts d'une fermeture anticipée de nombre de centrales, principalement en Asie, où le mix électrique est encore très dépendant du charbon et où le parc des centrales au charbon est constitué d'actifs construits récemment.

Ainsi, les opportunités de développement du CCUS sur des CCPs se concentrent plus particulièrement en Chine, en Inde et dans les pays asiatiques émergents. Mais ces opportunités se réduisent. La décarbonation rapide de la production d'électricité devrait en effet entraîner la fermeture prématurée d'une grande partie de la flotte de CCPs au cours des quinze prochaines années, facilitée par des investissements nationaux et internationaux, à la fois dans cette fermeture anticipée des centrales (ou leur repositionnement), les énergies renouvelables peu ou non carbonées, le stockage d'énergie et les réseaux d'électricité. Le plan de financement de la BAD devrait faciliter cette fermeture dans les économies asiatiques émergentes et assurer une transition équitable.

Comme le montre l'expérience de la première vague de CCUS, l'application du CCUS aux CCPs dépend de la mise en place d'incitations financières – marché du carbone et prix adéquat du CO₂ – et des progrès technologiques réalisés dans les technologies de deuxième génération (membranes, nouveaux solvants avancés). Les leçons à tirer de cette première vague montrent également que des avancées sur les technologies alternatives, en particulier sur le stockage de l'énergie et l'hydrogène, pourraient réduire la contribution du CCUS à la décarbonation du parc des centrales au charbon.

³⁰ AIE (2021d), "India Energy Outlook 2021", Paris.

³¹ DEBO Adams *et al.* (2021), "A pathway to reducing emissions from coal power in India", IEACCC-CIAB, Londres.

³² MALYAN A. & CHATURVEDI V. (2021), "Carbon Capture, Utilisation and Storage (CCUS) in India: From a Cameo to Supporting Role in the Nation's Low-Carbon Story", Council on Energy, Environment and Water (CEEW), New Delhi.

³³ Gas World (2021), "Indian Oil's mammoth CCUS project progresses", 15 janvier.

³⁴ MALYAN A. & CHATURVEDI V. (2021), *op. cit.*

³⁵ DEBO Adams *et al.* (2021), *op. cit.*

Si l'application du CCUS aux CCPs reste limitée aujourd'hui, les nouveaux modèles commerciaux du CCUS privilégiant la création de *clusters* industriels décarbonés, les partenariats renforcés entre les secteurs privé et public, les incitations financières en faveur du CCUS qui se mettent en place dans un nombre croissant de pays, ainsi que la mise en place de marchés du carbone et l'augmentation du prix du CO₂, vont faciliter l'installation de dispositifs de captage du CO₂ sur des CCPs, qui sont parties intégrantes de ces *clusters*. C'est en particulier le cas en Chine, où des unités de démonstration à l'échelle industrielle

devraient voir le jour au cours de cette décennie pour une industrialisation dans les années 2030-2035. Mais des mesures supplémentaires doivent être mises en place afin de concrétiser cette possibilité et lever les barrières existantes. Les cinq prochaines années seront déterminantes pour mieux cerner la place que peut occuper le CCUS dans la décarbonation du parc des centrales au charbon. Les gouvernements de tous les pays ont en effet des décisions complexes à prendre rapidement pour être à même d'honorer leurs engagements climatiques.