



TENDANCES
ÉNERGIES FOSSILES

Dans le monde d'après, l'Asie attise la flamme des énergies fossiles

TANIA MARTHA THOMAS • Chargée de recherche, Observatoire Climate Chance

Progressivement évincées en Europe et aux États-Unis au profit du gaz ou des renouvelables, les centrales à charbon conservent un fort soutien public en Asie. Dans le monde d'après, les fossiles n'en finissent pas de brûler.



PANORAMA DES DONNÉES

Ralentie durant la pandémie, la croissance du charbon retrouve son rythme

En 2020, les émissions de CO₂ liées à l'énergie ont connu la plus forte baisse depuis la deuxième guerre mondiale (-1,8 GtCO₂, soit une baisse de 5 %). La baisse a été de 10 % aux États-Unis, 11 % dans l'Union européenne (Allemagne : -9 %, France : -13 %), ou encore 6 % en Inde. En revanche, malgré une forte baisse début 2020, les émissions chinoises ont terminé l'année en hausse de 1,6 %¹. Ensuite, l'année 2021 s'est ouverte sur une reprise de l'économie accompagnée d'un fort rebond des émissions (**fig. 1**). L'Agence internationale de l'énergie (AIE) prévoit une augmentation globale de la demande d'énergie en 2021 : les émissions liées à l'énergie se dirigent vers la deuxième plus forte augmentation jamais enregistrée² sans pour autant dépasser les niveaux de 2019.

Cette année 2020 n'a pas épargné le pétrole et le charbon, dont la demande primaire a chuté de 8,6 % et de 4 % respectivement³.

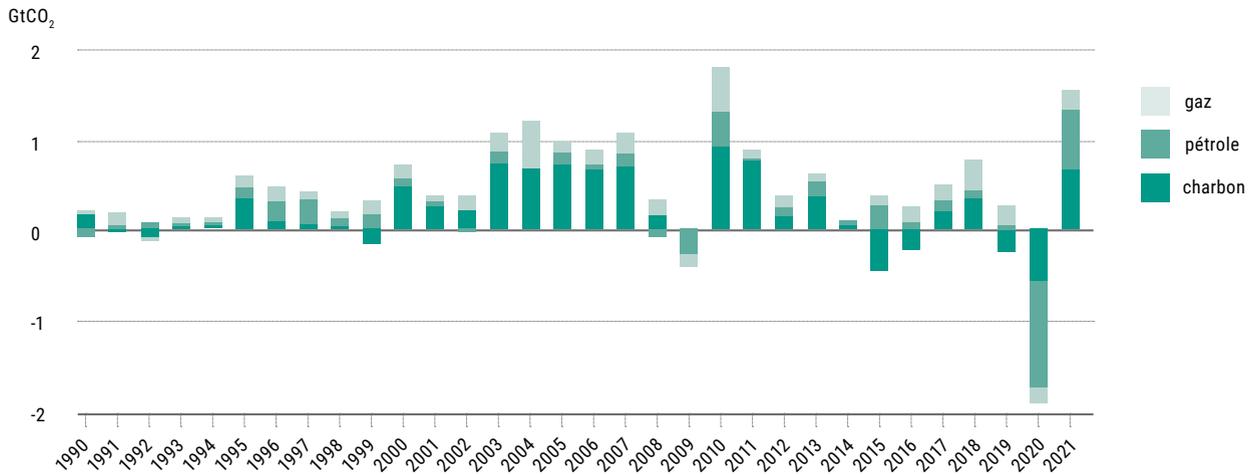
Globalement, il est attendu que la demande de charbon retrouve en 2021 le pic atteint en 2014, avec une croissance concentrée à 80 % en Asie, dont plus de la moitié en Chine². En effet, la construction de centrales à charbon n'a pas cessé durant la pandémie. Alors que 37 GW de capacités de centrales à charbon ont été retirées en 2020 dans le monde – un record depuis 2015 –, 50 GW additionnels ont été comptabilisés – au plus bas depuis 2006⁴. C'est donc à une croissance ralentie des capacités de production électrique au charbon que nous avons assisté en 2020, mais une croissance tout de même. En 2021, 45 % de l'augmentation de la demande en électricité devrait être assurée les fossiles⁵.

La baisse conjoncturelle de la demande d'électricité provoquée par la pandémie a entraîné avec elle la baisse de la production des centrales à charbon, alors que priorité a été donnée aux énergies renouvelables sur le réseau. Le charbon subit aussi la concurrence structurelle de la chute des prix du gaz naturel. Une tendance particulièrement marquée aux États-Unis, dont les capacités de centrales à charbon ont baissé de 114 GW entre 2011 et 2020⁶, dont 11,3 GW en 2020, ainsi qu'en Europe, où la production d'électricité au charbon a quasiment été divisée par deux depuis 2015⁷.

FIGURE 1

ÉVOLUTION DES ÉMISSIONS DE CO₂ PAR COMBUSTIBLE 1990-2021 (PROJECTION POUR 2021)

Source : AIE, 2021



Au cours de ces dernières années, le charbon a été en grande partie remplacé par le gaz (*coal-to-gas*). Aux États-Unis, 85 % des centrales à charbon réorientées vers d'autres usages entre 2011 et 2019 ont été transformées en centrales à gaz⁸. En raison de prix bas, d'une offre abondante et de réserves vidées par un hiver froid, cette tendance s'est accélérée et s'est confirmée en 2020. Bien que la Chine, l'Europe et les États-Unis aient assisté aux plus grandes baisses de la demande de gaz au cours des premiers mois de l'année 2020, le déclin ne fut pas aussi important que pour le charbon⁹. Selon l'Energy Information Administration (EIA) le gaz représente 36 % des émissions de CO₂ liées à l'énergie aux États-Unis ; néanmoins l'agence s'attend à ce que cette part s'amenuise en 2021 avec l'augmentation des prix du gaz¹⁰. En Europe, la consommation de gaz naturel a baissé dans quinze États membres de l'UE, tandis qu'elle est restée constante, voire a parfois augmenté dans les douze autres États¹¹.

Comme pour le charbon, c'est dans la région Asie-Pacifique qu'est attendue le plus fort rebond de la demande en gaz : en effet, les économies émergentes et développées de la région se remettent petit à petit de la crise et une forte demande en gaz naturel liquéfié (GNL) est attendue.



L'ŒIL DE L'OBSERVATOIRE

Concurrencé par le gaz et les renouvelables, le charbon conserve une place de choix dans le mix énergétique asiatique

Les braises s'éteignent en Europe et aux États-Unis

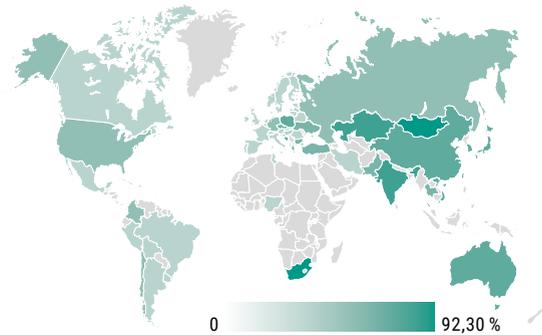
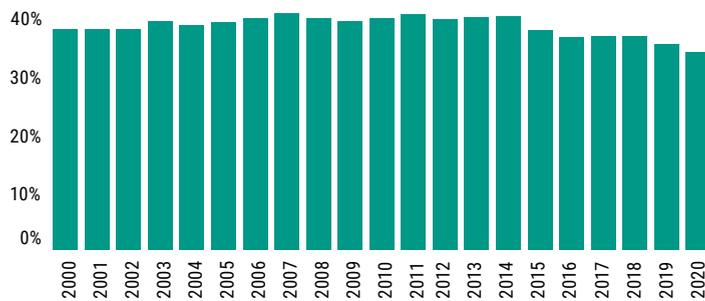
Le recours au charbon pour produire de l'électricité offre un paysage contrasté à l'échelle du globe, et enregistre un déclin notable aux États-Unis et en Europe. La consommation combinée de charbon dans ces deux régions représente actuellement environ 10 % du total mondial¹². Ce déclin du charbon n'est pas nécessairement dû à des politiques volontaristes, mais plutôt aux tendances du marché et notamment à la perte de rentabilité de l'électricité produite à partir de charbon.

Au début de l'année 2020, 268 GW de capacité de centrales à charbon avaient déjà fermé à travers les États-Unis et l'Europe depuis 2010, résultant en une perte nette de 138 GW de capacités sur la période¹³. Aux États-Unis, le gaz naturel, très abondant et abordable, se substitue au charbon, en perte de rentabilité. Conjugué à un prix du gaz en baisse de 30 % en 2019 aux États-Unis¹³, la réduction de la demande en électricité durant la pandémie a favorisé le recul du charbon. En Europe, la moitié des centrales à charbon ont déjà été arrêtées, ou se sont engagées à le faire d'ici 2030¹⁴. C'est le produit combiné des forces du marché, des réglementations environnementales de l'UE et de la pandémie. Alors qu'il a longtemps plafonné autour de 5 euros par tonne depuis sa création en 2005, le prix du carbone sur le marché européen d'échange de quotas d'émission (SEQE-UE) connaît une envolée depuis la fin de l'année 2020, jusqu'à dépasser les 50 euros

FIGURE 2

PART DU CHARBON DANS LA PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ MONDIALE DE 2000 À 2020, ET DANS LES PRODUCTIONS NATIONALES EN 2020

Source : Climate Chance, à partir des données d'Ember



par tonne depuis mai 2021¹⁵. En cause : l'anticipation de la restriction des quotas émis par l'UE, qui en ont précipité les achats et poussé les prix à la hausse.

Une incitation supplémentaire à la décarbonation des industries émissives⁹ mais qui, dans un contexte de renchérissement des prix du pétrole et de tensions autour du projet de gazoduc Nord Stream 2, devrait également rehausser le prix du gaz et de l'électricité payée par le consommateur. En tout, quatorze États membres de l'UE ont déjà abandonné le charbon ou vont le faire d'ici à 2030, mais certains ont fixé des objectifs plus tardifs, à l'instar de la Roumanie pour 2032 ou l'Allemagne en 2038¹⁶.

L'Allemagne est l'un des trois premiers consommateurs de charbon en Europe – formant le « triangle du lignite »¹⁷ avec la Pologne et la République tchèque. Une dépendance qui génère des critiques et des préoccupations, sous la pression des objectifs climatiques et de la hausse des prix du charbon. Dans le même temps, le secteur privé allemand travaille à son élimination progressive : le géant de l'énergie RWE a par exemple signé un contrat de droit public avec le gouvernement pour cesser progressivement le recours au lignite. Une centrale électrique au charbon a déjà été retirée du réseau, et trois autres le seront dans l'année. RWE vise la « neutralité carbone » en 2040¹⁸. E.ON Energy prévoit également de cesser toutes ses activités de production d'électricité et de chaleur à base de charbon d'ici 2023¹⁹. L'Allemagne et la République tchèque ont toutes deux progressé plus rapidement que la Pologne, qui s'est fixé pour objectif de fermer sa dernière mine de charbon d'ici 2049. Le gouvernement nationalisera les centrales à charbon non rentables, contrecarrant ainsi les forces du marché, afin d'assurer une transformation « progressive et à long terme » du secteur de l'électricité²⁰.

En Espagne, l'évolution du charbon est un exemple des effets combinés de la réglementation et des forces du marché. Le charbon y était autrefois la source d'énergie prédominante, mais son déclin a commencé dans les années 1980 avec la concurrence d'autres sources de production d'électricité. Une transition accélérée ces dernières années par la baisse de la

demande en énergie, accentuée par la crise économique de 2008, en plus de l'application des normes environnementales de l'UE²¹. Plus récemment, la compagnie d'électricité espagnole Endesa a annoncé qu'elle avancerait la fermeture de toutes ses centrales à charbon à 2021. Sept des quinze centrales à charbon du pays, appartenant à Naturgy, Endesa, Viesgo et Iberdrola ont déjà fermé en juin 2020, et quatre autres le seront prochainement. Ces fermetures ont été précipitées par la faible demande d'électricité durant la pandémie²², sans que le gouvernement espagnol n'ait jamais formulé de plan de sortie du charbon.

L'Espagne, à l'instar de la République tchèque et de l'Allemagne, a mis en place un institut et une stratégie de transition juste, afin de négocier et d'assurer une sortie du charbon qui soit juste pour les travailleurs des régions où ferment les centrales. Afin d'y parvenir, et dans la mesure où la fermeture des mines et des centrales affectera des régions dépendantes au charbon, les syndicats ont pris la tête des négociations avec le gouvernement. Un accord signé en 2018 entre le gouvernement et les unions Comisiones Obreras (CCOO), Unión General de los Trabajadores (UGT), Unión Sindical Obrera (USO) et la Federación Nacional de Empresarios de Minas de Carbón (Carbounión), prévoit 250 millions d'euros d'investissements dans les régions minières²³. Un second accord, signé en 2020 par le gouvernement, les syndicats et EDP, couvre désormais l'ensemble des centrales thermiques espagnoles ; présenté comme un « pacte unique au monde » par le gouvernement, il prévoit notamment la conception de « conventions de transition juste » au niveau cantonal, comprenant des plans de transition de l'emploi et de maintien de l'activité économique²⁴.

D'autres pays européens ont accéléré la sortie du charbon. Depuis la fermeture de la centrale de Sines (1 296 MW) par EDP en janvier 2021, le Portugal ne dispose plus que d'une seule centrale thermique fonctionnant au charbon²⁵. Par conséquent, la sortie du charbon est avancée de 2023 à la fin de l'année 2021, alors qu'il générerait encore un quart de l'électricité du pays en 2017²⁶. Auparavant, l'Autriche avait fermé sa dernière centrale en avril 2020²⁷.

⁹ En septembre 2019, le rapport de la Commission de haut niveau sur les prix du carbone dirigée par les économistes Joseph Stiglitz et Nicholas Stern concluait que « le niveau de prix explicite du carbone compatible avec l'atteinte des objectifs en température de l'accord de Paris est d'au minimum 40 à 80 dollars par tonne de CO₂ en 2020 et 50 à 100 dollars la tonne en 2030, à condition que des politiques d'accompagnement favorables soient mises en place. »

Bien que l'on prévoie un léger rebond du charbon à l'échelle mondiale en 2021, la viabilité du combustible à long terme semble fragile en Europe alors que les énergies renouvelables sont de plus en plus facilement disponibles (cf. **tendance Énergies renouvelables - PPA**).

L'Asie attise le feu

La demande mondiale de charbon est principalement portée par la Chine, l'Inde et certains pays d'Asie du Sud-Est. La Chine a produit plus de la moitié de l'électricité mondiale générée à partir du charbon en 2020, tandis que les énergies renouvelables couvraient environ la moitié de la croissance de sa consommation d'électricité. 38,4 GW de nouvelles capacités au charbon y ont été installées l'an passé, soit près de 80 % des 50 GW des nouvelles capacités au niveau mondial, malgré les promesses de réduction de l'utilisation du charbon et l'engagement à la « neutralité carbone » de l'État chinois pour 2060²⁸. Par ailleurs, la Chine reste le principal moteur de la demande internationale de charbon, même si cette demande devrait se stabiliser entre 2021 et 2025 : le 14^e plan quinquennal du gouvernement chinois promet de « contrôler rationnellement l'échelle et le rythme de développement de l'électricité produite à partir du charbon »¹³. La récente mise en place d'un marché d'échange de quotas d'émissions sur la production d'électricité est censé impulser cette dynamique. Comme on peut le constater sur la **figure 2**, l'Asie, bien qu'elle ne soit pas un cas isolé, présente une forte concentration d'États ayant une part importante de charbon dans leur production d'électricité. Alors que, pris individuellement, les pays ou les régions ont progressivement réduit la part du charbon dans leur mix énergétique, le pourcentage global montre une baisse plus lente au fil des années.

D'autres pays d'Asie du Sud et du Sud-Est (notamment l'Inde) devraient également accroître leurs capacités de production d'électricité au charbon en 2021. La pandémie ayant légèrement refroidi ces projections, les perspectives pour le charbon en 2025 sont désormais inférieures à celles prévues en 2019¹³. En Inde, aucune nouvelle centrale électrique au charbon n'a été ouverte en 2020, et la production d'électricité à partir du charbon a chuté de 5 %, assumant entièrement le poids des confinements²⁹. Le gouvernement a encouragé l'augmentation de l'extraction et de la production de charbon, avec des ajouts potentiels à sa capacité de production au charbon dans un avenir proche, envoyant des signaux contradictoires sur ses ambitions en matière de transition énergétique³⁰.

Le gouvernement indien cherche à augmenter l'efficacité et la compétitivité du secteur du charbon, en ouvrant l'exploitation commerciale des mines. En novembre 2020, 50 millions de tonnes de capacité annuelle d'extraction de charbon ont été mises aux enchères, même si cela ne représente qu'une petite fraction du niveau de production du pays, qui est d'environ 800 millions de tonnes par an¹³. En juin 2021, la deuxième tranche de mises aux enchères a été annoncée : beaucoup plus conséquente, elle offre 36 milliards de tonnes de ressources à saisir³¹. Les deux points de vue ont été défendus : d'une part, cette commercialisation enfermerait l'Inde dans le charbon, et rendrait le charbon moins cher et plus facilement disponible pour les compagnies d'électricité. D'autre part, il est également avancé que cette commercialisation réduirait les importations de charbon du pays, tout en répondant à la demande interne, et qu'elle ne contribuerait pas à l'augmentation des émissions³². L'Institute for Energy Economics and Financial Analysis (IEEFA) estime qu'une majorité des

FIGURE 3

FLUX D'INVESTISSEMENTS DANS LE CHARBON EN ASIE DU SUD-EST

Source : [Climate Analytics](#), 2021

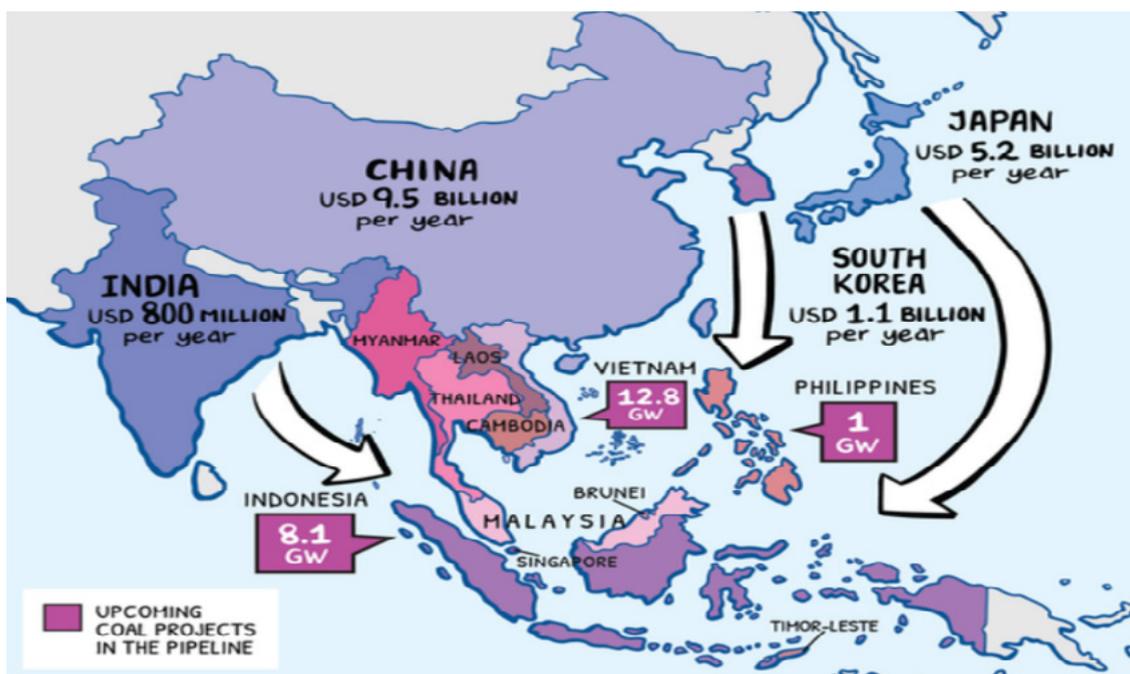
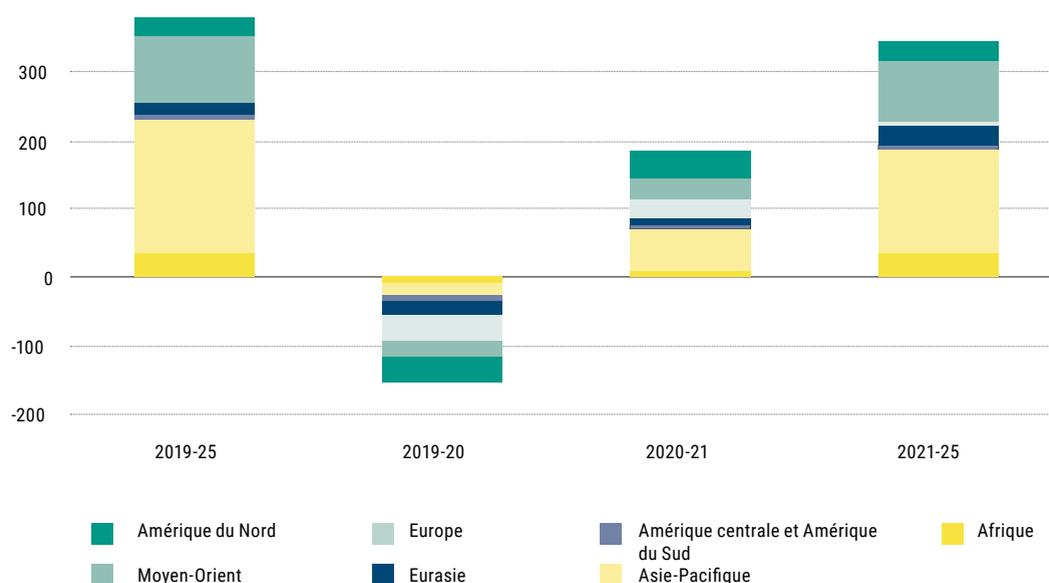


FIGURE 4

ANALYSES RÉGIONALES DE LA CROISSANCE DE LA DEMANDE DE GAZ, 2019-2025

Source : AIE, 2020.



33 GW de capacité de centrales au charbon en construction et des 29 GW en pré-construction en Inde pourraient finir en actifs échoués. En effet, les prix du charbon ne parviennent pas à suivre la baisse constante du prix des énergies renouvelables³³. La hausse observée depuis le début de l'année 2021 des prix du charbon thermique australien (+86 %) et sud-africain (+44 %), deux grands exportateurs de charbon vers l'Asie, semble confirmer la tendance³⁴.

L'Indonésie, grande productrice et exportatrice de charbon, protège son industrie charbonnière en subventionnant les investissements en amont de la chaîne de valeur. Le pays est aujourd'hui à l'origine de 75 % des projets de construction de centrales au charbon en Asie du Sud-Est. Par ailleurs, le gouvernement a adopté une législation permettant à l'industrie charbonnière de contrôler les permis d'exploitation minière³⁵. En convertissant ses centrales à charbon à une combustion combinée à la biomasse, la compagnie publique d'électricité PLN a tenté une amorce de transition, dont la faisabilité et la viabilité économique en Indonésie sont mises en doute au vu des prix élevés de la biomasse à haute puissance calorifique³⁶.

Plus récemment, PLN a annoncé la fermeture complète de toutes ses centrales au charbon d'ici 2055, envoyant des signaux contradictoires puisque l'entreprise a aussi annoncé que pas moins de 117 centrales en construction seraient opérationnelles au cours des prochaines années. Si les annonces de fermeture ont été saluées par les militants, elles ont été remises en question par les fonctionnaires et l'industrie³⁷.

S'ajoutent à cela les préoccupations liées aux projets financés par des fonds extérieurs, avec des entreprises japonaises, chinoises et coréennes qui investissent dans la région, alors que leurs marchés nationaux se tournent vers les énergies renouvelables³⁸. La disposition générale des États d'Asie du Sud-Est à contrôler l'industrie et les investissements extérieurs

(fig. 3), a été identifiée comme perpétuant le « mythe du charbon bon marché ». La poursuite des investissements publics dans les infrastructures charbonnières rend les alternatives relativement plus coûteuses, et retarde ainsi l'élimination progressive du charbon³⁹. Dans le même temps, des pays comme le Japon et la Corée se sont engagés à réduire l'utilisation du charbon dans les années à venir. Avec l'abandon récent de son dernier projet de centrale au charbon, le Japon ne prévoit plus aucune nouvelle construction⁴⁰. Si l'État a pour objectif de fermer 100 centrales jugées inefficaces d'ici la fin de la décennie, il prévoit aussi d'en remplacer certaines d'entre elles par des centrales plus performantes et plus efficaces⁴¹. Aux côtés des États-Unis, le Japon continue de s'opposer au sein du G7 et du G20 à une position commune sur la sortie totale du charbon ; l'un étant dépendant du charbon pour assurer sa sécurité énergétique, l'autre pris dans un conflit d'intérêts politiques domestiques alors que les démocrates tentent de maintenir leur majorité au Sénat^{42,43}.

Le Japon a également annoncé qu'il cesserait d'exporter des centrales au charbon, n'autorisant plus que l'exportation de « technologies de charbon à haut rendement », en soutenant d'autres pays avec ses « centrales ultra supercritiques » pour réduire les émissions des centrales au charbon par l'augmentation de l'efficacité, la gazéification du charbon, le CCUS et le recyclage du carbone⁴⁴. Deux grandes banques japonaises, Sumitomo Mitsui Financial Group et Mizuho, se sont engagées à décarboner leurs investissements et à ne plus financer le charbon. Cependant, plusieurs ONG craignent que des lacunes dans ces engagements permettent aux banques de continuer à financer le charbon par des moyens indirects⁴⁵. La banque malaisienne CIMB s'est engagée à cesser le financement d'actifs et d'entreprises liées au charbon d'ici 2040. Cette dernière a par ailleurs déclaré qu'elle attendait des entreprises de production d'électricité qu'elles mettent en place des stratégies diversifiées de réduction du charbon ; il

s'agit donc d'une position peu commune au regard du financement du charbon en Asie du Sud-Est⁴⁶.

La Corée du Sud s'est engagée à cesser de financer le charbon à l'étranger⁴⁷. Cet engagement s'ajoute à l'annonce faite par le G7 de cesser le financement des projets de production d'électricité à partir du charbon d'ici fin 2021⁴⁸. Par ailleurs, tandis que d'autres pays comme le Vietnam (**cf. cas d'étude Vietnam**) et le Bangladesh se sont engagés à réduire le développement du charbon, les Philippines ont annoncé un moratoire sur le combustible.

Le gaz naturel liquéfié en plein essor

Alors que les gouvernements et les banques tentent de se détourner du charbon, le gaz est parfois présenté comme le combustible qui doit lisser la transition (*bridge fuel*). Les pays du G7, à l'exception du Japon, ont accordé des financements négligeables au charbon ces dernières années, mais misent désormais beaucoup sur le gaz, qui a reçu 16 milliards de dollars de financement public entre 2017 et 2019⁴⁹.

En particulier, le commerce mondial de gaz naturel liquéfié (GNL)^b a connu une augmentation de 1,4 Mt en 2020, pour atteindre 356,1 Mt. Cependant, cette hausse a été largement entravée par la pandémie⁵⁰. Le Japon, la Chine, la Corée du Sud et l'Inde sont les plus gros importateurs de GNL au monde, tandis que le Qatar et l'Australie dominent la production. La pandémie a encore fait reculer les prix du gaz, profitant aux importateurs ont augmenté à court terme leurs capacités de regazéification, en particulier en Chine, en Inde, en Birmanie et au Bangladesh. À l'inverse, les marchés européens se sont contractés, sous l'effet de confinements prolongés, du ralentissement de l'activité et de la part croissante des renouvelables dans le mix énergétique⁵¹.

La région Asie-Pacifique devrait être le moteur de la croissance de la demande et représenter plus de la moitié de l'augmentation de la consommation mondiale de gaz dans les années à venir⁵¹ (**fig. 4**). C'est de la Chine qu'est attendu le plus grand rebond de demande en GNL, en particulier par la production américaine durement touchée.

Contrairement au charbon, la demande de gaz devrait se poursuivre pendant une bonne partie du siècle, pour atteindre un pic en 2037, et devenir ainsi le combustible fossile dont la croissance est la plus longue. La demande de GNL, qui est le principal moteur du commerce international du gaz, devrait même croître jusqu'en 2050⁵². Cette situation a attiré l'attention des militants, qui réorientent désormais leurs efforts pour lutter contre l'industrie gazière. Par exemple, le *chaebol* (conglomérat) sud-coréen SK a été récemment confronté à une vive réaction de groupes activistes pour un important contrat de GNL en Australie, malgré sa promesse de mettre fin aux investissements pétroliers et gaziers à l'étranger⁵³.

Le financement des projets GNL dans le secteur de l'électricité est souvent justifié par son rôle de *bridge fuel*. Selon une étude de l'International Institute for Sustainable Deve-

lopment⁵⁴, les projets gaziers dans les pays à revenus faibles ou intermédiaires reçoivent quatre fois plus de financement que les projets solaires ou éoliens. Le Japon, par exemple, a récemment annoncé un financement public de 10 milliards de dollars pour les pays de l'ASEAN dans le cadre de l'Initiative pour la transition énergétique en Asie (AETI), qui couvre également les projets GNL dans le processus de transition⁵⁵.

Dans le même temps, Wood Mackenzie observe une montée des contrats d'achat de GNL en Asie assortis de crédits de compensation pour les acheteurs. Par exemple, dans les accords entre Shell et plusieurs acheteurs asiatiques, les compensations portent sur des émissions allant des processus en amont à l'utilisation finale. Dans un autre exemple d'accord entre le grand producteur d'électricité japonais JERA et un acheteur indien, seule la combustion en aval a été compensée⁵⁶.

Alors que le financement international du charbon diminue et que les pays asiatiques poursuivent leur transition énergétique, la demande de gaz poursuit sa course en avant – pour les processus industriels, les transports et la production d'électricité. Le passage simultané en Europe aux énergies renouvelables et à l'abandon des énergies fossiles rendrait ainsi les marchés asiatiques tout-puissants dans la fixation des prix mondiaux du gaz⁵⁷.



GRANDS ENSEIGNEMENTS

Les premiers mois de la pandémie ont été marqués par une chute sans précédent de la demande d'énergie et des émissions connexes dans le monde entier, avec le ralentissement de l'activité économique et les mesures de confinement imposées dans plusieurs pays. Au cours de cette période, le charbon, le gaz et le pétrole ont connu de plus fortes baisses de leur demande, tandis que les énergies renouvelables ont été davantage sollicitées. À mesure que le monde s'adapte à la pandémie et que les économies se redressent, la tendance observée est non seulement une expansion continue des énergies renouvelables, mais aussi une reprise du charbon et des énergies fossiles. Cette reprise, largement concentrée en Asie, est juxtaposée à un contexte d'engagements croissants en faveur de la réduction des émissions et de la transition énergétique, et à la non-rentabilité croissante du charbon.

Le gaz, lui, bénéficie toujours d'une croissance forte, notamment par le biais du Gaz Naturel Liquéfié. Cependant, on assiste également à un activisme croissant contre son utilisation, alors que les substituts renouvelables sont de plus en plus accessibles.

^b Le gaz naturel liquéfié (GNL) est un gaz qui a été transformé à l'état liquide, ce qui le rend plus aisément stockable et transportable, notamment par navire, limitant le recours aux pipelines. Il peut ensuite être de nouveau gazéifié et utilisé, ou bien directement employé en tant que carburant pour transports.

BIBLIOGRAPHIE

RETOUR PAGE PRÉCÉDENTE

- 1 Enerdata, Global Energy & CO2 Data.
- 2 AIE (04/2021). [Global Energy Review 2021: Assessing the effects of economic recoveries on global energy demand and CO2 emissions in 2021](#). Agence internationale de l'énergie
- 3 AIE (02/03/2021). [Global Energy Review: CO2 emissions in 2020](#). Agence internationale de l'énergie
- 4 IRENA (2021). [Renewable electricity capacity statistics](#). IRENA
- 5 AIE (2020). [Electricity Market Report – July 2021](#). Agence internationale de l'énergie
- 6 Morey, M., Gorski, A. (01/09/2020). [As U.S. coal-fired capacity and utilization decline, operators consider seasonal operation](#). US Energy Information Administration
- 7 Ember (2021). [Global Electricity Review. European Union profile](#). Ember
- 8 Aramayo, L. (05/08/2020). [More than 100 coal-fired plants have been replaced or converted to natural gas since 2011](#). US Energy Information Administration
- 9 AIE (2020). [Report Extract: Global energy and CO2 emissions in 2020](#). Agence internationale de l'énergie
- 10 Nakolan, K. (26/01/2021). [After 2020 decline, EIA expects energy-related CO2 emissions to increase in 2021 and 2022](#). US Energy Information Administration
- 11 Eurostat (07/05/2021). [CO2 emissions from energy use clearly decreased in the EU in 2020](#)
- 12 AIE (2020). [Coal 2020: Analysis and Forecast to 2025](#). Agence internationale de l'énergie
- 13 Evans, S., Pearce, R. (26/03/2020). [Mapped: The world's coal power plants in 2020](#). Carbon Brief
- 14 CAN Europe (25/03/2021). [Europe halfway to closing all its coal plants by 2030](#). Climate Action Network Europe
- 15 Ember (2021). [Daily Carbon Prices](#) (consulté le 30/06/2021)
- 16 Neagu, B., Taylor, K. (04/06/2021). [Romania commits to phase out coal by 2032](#). Euractiv
- 17 Koenig, H., Liu, K., Piasecki, F. et al. (2020). [Modernising the European lignite triangle](#). Agora Energiewende & Forum Energii
- 18 RWE AG (10/02/2021). [RWE signs public-law contract with German government on lignite phase out](#).
- 19 Business Standard (10/06/2021). [Coal firms around the world aren't setting up new mines, except Adani Group](#). Business Standard
- 20 Euractiv (2021). [Poland's Energy Transition](#). Euractiv
- 21 Observatoire mondial de l'action climat (2021). [Espagne. Après des années de vents contraires, les renouvelables se font une place au soleil](#). Climate Chance
- 22 Planelles, M. (29/06/2020). [Spain to close half its coal-fired power stations](#). El Pais
- 23 World Resources Institute (n.d.). [Spain's National Strategy to Transition Coal-Dependent Communities](#). World Resources Institute
- 24 MITECO (24/03/2021). [El Gobierno firma con sindicatos y empresas el Acuerdo para la Transición Justa, que ampara desde hoy a todas las centrales térmicas de carbón de España](#). Ministerio para la Transición Ecológica y Reto Demográfico
- 25 Simon, F. (15/01/2021). [Portugal on track to become coal-free by year end](#). Euractiv
- 26 Observatoire mondial de l'action climat (2019). [Portugal. Une transition énergétique fulgurante contrariée par la résistance au charbon](#). Climate Chance
- 27 Europe Beyond Coal (17/04/2020). [Austria's last coal plant closes, increasing European coal phase-out momentum](#). Europe Beyond Coal
- 28 Reuters staff (29/03/2021). [China generated over half world's coal-fired power in 2020: study](#). Reuters
- 29 Lolla, A. (16/02/2021). [Peaking Coal? India's coal power may have already peaked, if it seizes the opportunity](#). Ember
- 30 Varadhan, S. (19/04/2021). [India may build new coal plants due to low cost despite climate change](#). Reuters
- 31 Mint (10/06/2021). [India offering 67 coal mines in second commercial auction tranche](#). Mint
- 32 Tongia, R. (20/07/2021). [Why India's push for private-sector coal mining won't raise carbon emissions](#). Brookings India
- 33 Shah, K. (03/06/2021). [IEEFA: New coal-fired power plants in India will be economically unviable](#). IEEFA
- 34 Hume, N. (23/07/2021). [Thermal coal prices soar as demand for electricity rebounds](#). Financial Times
- 35 Coca, N. (17/03/2021). [King Coal: How Indonesia became the fossil fuel's final frontier](#). Mongabay
- 36 Adhiguna, P. (08/02/2021). [IEEFA Indonesia: Switching coal plants to PLN's biomass cofiring plan is no magic bullet](#). IEEFA
- 37 Jong, H. N. (17/06/2021). [Coal phase-out scheme gets pushback in power-hungry Indonesia](#). Eco-Business
- 38 Market Forces. (n.d.). [Foreign Finance to Indonesian Coal](#).
- 39 Fuentes, U. (19/03/2021). [Southeast Asia's plans to expand coal power are undermining the global energy shift](#). Climate Analytics
- 40 Stapczynski, S. (27/04/2021). [Japan Cancels Its Last Coal Power Plant Project](#). Bloomberg Green
- 41 Japan Times (02/07/2020). [Japan aims to shut down 100 inefficient coal plants within decade](#). Japan Times
- 42 Mathieson, K. (13/06/2021). [US and Japan leave G7 stuck on coal](#). Politico
- 43 Lo, J. (27/07/2021). [G20 climate and energy ministers split over coal exit](#). Euractiv
- 44 Kumagai, T. & Ma, J. (13/07/2020). [Japan to curb coal-fired power plant exports to cut CO2 emissions: METI minister](#). S&P Global
- 45 Ha, T. (17/04/2020). [Two major Japanese banks drop new coal, but loopholes in policies spark concern](#). Eco-business
- 46 Hicks, R. (08/12/2020). [Malaysia's CIMB bank unveils 2040 coal exit plan](#). Eco-business
- 47 Reuters staff (22/04/2021). [S.Korea's Moon vows to end new funding for overseas coal projects](#). Reuters
- 48 Collet, P. (24/05/2021). [Électricité au charbon : les pays du G7 annoncent l'arrêt de leurs aides à l'international d'ici fin 2021](#). Actu-Environnement
- 49 Atkins, J. (16/06/2021). [As banks flee coal, campaigners turn sights on gas](#). Global Trade Review
- 50 International Gas Union. (2021). [2021 World LNG Report](#)
- 51 Williams-Derry, C., Peh, G. (2020). [No Upside: The U.S. LNG Buildout Faces Price Resistance From China](#). IEEFA
- 52 McKinsey (02/2021). [Global Gas Outlook to 2050](#).
- 53 White, E., Jung-a, S. (17/06/2021). [South Korea's SK accused of greenwashing after LNG U-turn](#). Financial Times
- 54 Muttitt, G., Sharma, S., Mostafa, M. et al. (2021). [Step Off the Gas: International public finance, natural gas, and clean alternatives in the Global South](#). International Institute for Sustainable Development
- 55 Kumagai, T. (21/06/2021). [Japan proposes \\$10 bil in finance for ASEAN renewables, LNG to aid energy transition](#). S&P Global.
- 56 Thompson, G. (21/04/2021). [How Asia changed the global LNG market in the space of a year](#). Wood Mackenzie.
- 57 Shiryayevskaya, A. (15/03/2021). [Asia and LNG are disrupting Europe's natural gas price model](#). Bloomberg News.