

Charbon minéral : pourquoi est-il si difficile de lui dire adieu ?

Jean-Marie Martin-Amouroux*

@ 17234

Les refus d'autoriser ou de financer les investissements charbonniers, de la mine à la centrale thermoélectrique au charbon, se multiplient. Ils ne sont pas sans effets dans certains pays, mais ils ne suffiront pas à faire régresser la deuxième source mondiale d'énergie, aussi vite que souhaité. Dans nombre d'économies émergentes d'Asie et d'Afrique, le charbon reste en effet la voie la plus sûre et la plus économique d'accès à l'acier et surtout à l'électricité. De grandes compagnies publiques, épaulées par de nouvelles compagnies privées, continuent donc à ouvrir des mines et à construire des infrastructures pour évacuer la production.

Pollution atmosphérique de Beijing à New Delhi et émissions mondiales de gaz à effet de serre (GES — soit, en 2014, 42 % des émissions de CO₂ liées à la combustion d'énergie, lesquelles correspondent à 65 % des émissions totales de GES, y compris méthane et oxydes d'azote, à partir de l'utilisation des sources fossiles, des terres et des forêts [1]), le charbon minéral est au banc des accusés [2]. Peut-on s'en débarrasser rapidement ou faudra-t-il vivre avec lui encore plusieurs décennies ?

À l'appui de la première option, les appels à ne plus le développer se sont multipliés depuis qu'en 2014 l'Université de Stanford a lancé le mouvement « *divest-invest* » qui mobilise des centaines d'investisseurs et de financiers à travers le monde, tandis que de nombreuses études concluent à la possibilité d'une transition énergétique rapide dans les grands pays consommateurs de charbon : Chine, Inde,

Afrique du Sud, Pologne, Allemagne et Australie [3].

Cet optimisme est-il de mise ? Ceux qui se demandent « *Why is coal so hard to quit?* », avancent qu'il est encore un « *powerful incumbent* », doté d'énormes ressources en terre, appuyé par de puissantes compagnies et de puissants États qui voient en lui le moyen « *to deliver cheap electricity* » [4]. Ce dernier constat semble confirmé par la part que la thermoélectricité charbon occupera vraisemblablement dans les parcs de production des diverses régions du monde à l'horizon 2040 [5].

Les évolutions récentes n'aident guère à opter entre les deux perspectives. La croissance de la consommation mondiale, après avoir décliné depuis 2010, est bien devenue négative en 2015 et 2016, mais ce retournement de trajectoire a été de courte durée puisque la croissance est repartie en 2017, 2018 et probablement 2019. Durera-t-elle ? À l'horizon 2040, l'Agence Internationale de l'Énergie (AIE) table sur une quasi-stabilité ou une croissance annuelle moyenne de 1 %, selon ses scénarios, à l'exclusion du « *Sustainable* » qui est un

* Encyclopédie de l'Énergie (cf. biographies p. 83-84). L'article qui suit n'aurait pu être rédigé sans les informations reçues quotidiennement de Géraldine Duffour (ENERDATA) et Danièle Revel (GAEL-Université Grenoble Alpes). Je leur exprime ma très sincère gratitude.

Charbon minéral : pourquoi est-il si difficile de lui dire adieu ?

scénario normatif sans rapport avec les évolutions observées.

Comment et pourquoi une telle résistance? Les appels à renoncer au charbon minéral ne sont pas inaudibles mais ils semblent peu entendus de nombreuses compagnies, insensibles aux risques de coûts irrécupérables, parce que convaincues que le charbon a encore de beaux jours devant lui. Qui sont-elles? Dans quels pays investissent-elles? Sur quelles anticipations appuient-elles leurs décisions?

1. De nombreux acteurs tournent le dos au charbon

En dépit de prix restés très rémunérateurs en 2018, les campagnes anti-charbon ont commencé à porter leurs fruits auprès des bailleurs de fonds mais aussi des entreprises industrielles. Elles sont orchestrées par la *Powering Past Coal Alliance* (PPCA) que le Canada et le Royaume-Uni ont créée en vue de réduire le recours à la thermoélectricité charbon dans le monde : début 2019, 28 pays, dont Israël, l'ont déjà rejointe [6].

1.1. Banques, compagnies d'assurance, fonds souverains et autres

En Europe, les annonces se succèdent depuis qu'en 2015 le parlement norvégien a décidé que le *Norwegian Sovereign Wealth Fund* (NSWF) qui dispose de 900 G\$ se retirerait du capital de toutes les compagnies engagées à plus de 30 % dans des activités charbonnières. Dix grandes compagnies ont immédiatement perdu son appui. D'autres ont suivi : 52 en 2016 puis 122 en 2017, pour un total de 8 G\$. En janvier 2019, les défenseurs de l'environnement ont néanmoins protesté contre la règle des 30 % qui a permis au NSWF d'accroître de 10 % ses placements dans l'industrie minière dont les multinationales Glencore et BHP Billiton.

Dans la foulée, banques et compagnies d'assurances ont déclaré ne plus vouloir financer,

sans conditions, les entreprises engagées dans des activités charbonnières :

- en France, la Compagnie Française pour le Commerce Extérieur (COFACE) et BNP Paribas Asset Management;
- au Royaume-Uni, la Royal Bank of Scotland, le Lloyds Banking Group, puis HSBC;
- aux Pays-Bas, ING;
- en Allemagne, après la Deutsche Bank, le grand ré-assureur Munich RE qui imite l'autre grand ré-assureur Swiss RE et l'assureur norvégien Storebrand;
- au Japon, les compagnies d'assurance Dai-ichi Life Insurance, Nippon Life Insurance ou Meiji Yasuda Life.

1.2. Compagnies minières, électriques et autres

Tous les désinvestissements charbonniers qui ont suivi ne répondent pas aux appels de boycotter le charbon car certains résultent simplement d'une volonté de diversification vers des activités minières plus rentables et/ou moins risquées que celles du charbon thermique. Tel semble bien le cas des ventes de certains actifs charbonniers par les grandes compagnies multinationales.

Rio Tinto est la première à s'être engagée dans cette voie, en janvier 2013, avec la vente de sa mine australienne de charbon cokéifiable Mount Pleasant (10,5 Mt/an) à Match Energy Australia, de ses 40 % de part dans Bengalia (15 Mt/an) à New Hope Corporation, puis de sa filiale Coal & Allied Industries à la compagnie chinoise Yanzhou Coal Mining (Coal & Allied contrôle de nombreuses mines dans la Hunter Valley et dispose de 36,5 % du capital de Port Waratah Coal Services, propriétaire d'un terminal charbonnier sur le port de Newcastle); ont suivi, en 2018, les ventes d'autres actifs, notamment l'indonésien Adaro Energy.

Dans ce même pays, Anglo American a vendu en 2018 plusieurs mines, dont New Vaal, Kriel, New Denmark et New Largo, soit une capacité de 24 Mt/an. En Australie, après être revenue sur sa décision d'abandonner les mines Grosvenor et Moranbah, dans le Queensland

(État dans lequel Anglo American continue aussi à exploiter la vieille mine à ciel ouvert de Dawson et le projet d'Aquila en *joint venture* avec Mitsui), lorsque les prix du charbon cokéfiabable sont repartis à la hausse en 2016, la compagnie a cédé sa mine Drayton à Malabar Coal et sa mine Dartbrook à Australian Pacific Coal, dans le New South Wales. Aux yeux de ses dirigeants, «*thermal coal was taking the backseat on the company's future investments*».

La stratégie du groupe Glencore est moins nette. Début février 2019, il a bien annoncé sa volonté de plafonner sa production de charbon thermique, au nom de la défense du climat, mais il ne renonce pas à extraire 145 Mt en 2019 et ne dit rien sur sa production future de charbon cokéfiabable qu'il vient de consolider par l'achat des mines de Rio Tinto dans le Queensland.

Reste BHP-Billiton, seul ou dans le cadre de Billiton Misubishi Alliance (MBA) : après avoir vendu plusieurs mines de charbon vapeur en Australie (New South Wales), en Colombie et aux États-Unis (Nouveau-Mexique) en 2017, puis avoir quitté la World Coal Association (WCA) et dénoncé le rejet de l'accord de Paris par Donald Trump, la grande compagnie australienne a continué ses investissements dans le Queensland et a accru sa production de charbon cokéfiabable à partir de Caval Ridge et de South Walker Creek.

Jusqu'à récemment, les compagnies étasuniennes ne semblaient pas pressées d'abandonner le charbon. Les choses ont cependant commencé à changer en 2017 avec la vente par Peabody Energy de sa mine Burton (Queensland) à New Hope et surtout la décision de Consol Energy de quitter la WCA avant de vendre en deux ans 2,8 G\$ d'actifs charbonniers.

Au Japon, Mitsubishi Corporation a vendu en 2017 et 2018 la quasi totalité des mines de charbon thermique qu'elle détenait en Australie, mais, au même moment, elle a ré-affirmé que le charbon cokéfiabable restait son *core business*. Début février 2019, Itochu Corporation,

Marubeni Corporation et Sojitz Corporation se sont aussi défaits d'une grande partie de leurs participations dans des mines de charbon vapeur.

En France, le groupe Total, après avoir vendu Total Coal South Africa à la compagnie Exxaro en 2014, affirme qu'il se sera totalement retiré de ce secteur d'activité en 2020.

S'il se poursuit, ce mouvement pourrait faire bouler de neige car «lorsqu'un investisseur a restructuré son portefeuille de cette manière, il a intérêt à soutenir les politiques publiques susceptibles d'augmenter la valeur de ses nouveaux investissements. Par exemple, des politiques de tarification plus sévère du carbone. En ce sens, des intérêts privés et des politiques publiques favorables à la préservation du capital naturel peuvent être amenés à converger» [2].

Début 2019, les effets des campagnes anti-charbon ont incontestablement rendu plus difficile le financement d'une source d'énergie rejetée comme un «*Hollywood villain*» aux États-Unis (aux dires de Glenn Kellow, PDG de Peabody Energy [7]) et ailleurs, notamment dans l'Asie du Sud-Est où 170 GW de thermique charbon ont été programmés pour permettre à 250 millions de personnes d'accéder à l'électricité [8]. Elles ne l'ont cependant pas totalement tari. Entre 2013 et 2016, les seules banques de développement ont apporté au charbon (de la mine à la centrale thermoélectrique) 38 G\$ et elles s'approprieraient à leur en fournir 28 autres (contre 14 aux énergies renouvelables). Les principaux contributeurs seraient la Chine (15 puis 13 G\$), le Japon (10 puis 9 G\$), l'Allemagne (4 G\$), la Russie (3 G\$) et la Corée du Sud (2 puis 3 G\$) [9]. Elles ne sont pas les seules. Bien d'autres financeurs, entreprises industrielles, banques privées ou fonds de pension, sont sur les rangs. Entre 2007 et 2014, les plus actifs à l'échelle mondiale ont été les Japonais, à travers notamment leurs investissements en Indonésie et aux Philippines. À l'opposé de certains désinvestissements institutionnels, l'actionnariat privé (*private equities*) a continué de se laisser séduire par les actifs

Charbon minéral : pourquoi est-il si difficile de lui dire adieu ?

charbonniers. La mise sur le marché des actifs de Rio Tinto en 2018 a attiré 1,2 G\$ dans la seule Australie et 2 G\$ réunis par les Fonds Apollo et Canada Pension Plan [10]. Au Japon, le secteur bancaire, le groupe Mitsubishi UFJ Financial, Mizuho FG et Mitsui Sumitomo FG projettent, toujours en 2018, d'investir plus de 10 G\$ dans de nouveaux projets charbonniers.

2. Un charbon toujours attrayant pour les investisseurs et les financeurs dans les pays charbonniers

Bien qu'encore provisoires, les productions 2018 confirment bien la reprise de la croissance qui, selon les prévisions de mars 2019, pourrait dépasser 7 600 Mt dès 2022 sous l'effet des 300 projets miniers annoncés, dont 92 déjà en construction, en Australie (57), Inde (55), Chine (54), Afrique du Sud (30), Canada (18), Indonésie (18), États-Unis (15) [11]. Au vu des entreprises qui s'attèlent à ces projets dans les divers pays charbonniers, les investissements de 370 G\$ (valeur 2017) à engager ne semblent pas hors de portée de l'industrie charbonnière qui les répartirait à égalité entre ouverture de nouvelles mines (*greenfield*) et extension d'anciennes (*brownfield*) (Tableau 1).

Pourquoi une telle dynamique opposée à toutes les recommandations actuelles? Au delà des différences d'un pays à l'autre, trois évolutions paraissent jouer en sa faveur :

- la géologie, car les réserves, et plus encore les ressources, sont abondantes et rendues plus faciles à exploiter par le progrès des techniques de l'*open mining*;
- l'économie, sous la forme d'une compétition entre grandes compagnies nationales (Coal of India, SUEK ou Shenhua) et nouvelles entreprises, australiennes ou sud-africaines;
- mais surtout la politique qu'exprime la volonté de nombreux gouvernements de ne pas renoncer à une filière géologiquement et technologiquement plus sûre que la plupart des autres.

2.1. Europe et Amérique du Nord, seules régions où l'avenir des industries charbonnières est très compromis

En Europe, l'industrie du charbon est en déclin, surtout depuis que l'Allemagne a organisé sa sortie du charbon avec les travaux d'une commission ad-hoc au cours de l'année 2018. Après la fermeture de ses deux dernières mines de houille, celle, avant 2040, de ses dernières mines de lignite à ciel ouvert dans les Länders du Brandebourg, Saxe, Saxe-Anhalt et

Mt	2015	2016	2017	2018	2040 (NPS)
Monde	7 154	6 754	6 959	7 277	7 617
Chine	3 563	3 268	3 376	3 550	3 240
Inde	683	712	725	730	1 337
États-Unis	814	661	702	680	524
Australie	512	500	501	512	664
Indonésie	455	464	488	528	473
Russie	352	366	387	420	462
Afrique Sud	255	255	257	257	245
Autres	520	528	523	600	672

Tableau 1. Évolution de la production charbonnière selon les pays

Source : IEA. *Coal Information 2018* et *World Energy Outlook 2018*.

Pour 2040, les Mtec ont été converties en Mt sur la base de 1,4 t pour 1 tec. Les données 2018 sont encore provisoires. Dans la prospective de l'IEA, le *New Policy Scenario* (NPS) suppose que tous les engagements pris seront suivis d'effets.

surtout Rhénanie du Nord-Westphalie, fait l'objet de vives discussions. Ailleurs, les dernières mines encore en activité devraient disparaître au Royaume-Uni, en Espagne, en Norvège et en Roumanie, ce qui n'exclut pas quelques surprises comme l'autorisation que le conseil du comté de Cumbria (RU) vient de donner (mars 2019) à l'ouverture d'une mine souterraine de charbon cokéifiable (2,5 Mt/an) avant fin 2019. Cette évolution contraste toutefois avec la résistance de la Pologne, de la Turquie et des pays balkaniques. L'actuel gouvernement polonais déclare vouloir stopper le déclin de la production (122 Mt en 2018), par l'ouverture de nouvelles mines en Silésie. La Turquie, dont la production a franchi en 2018 la barre des 100 Mt, dit ne pas vouloir dormir sur des réserves de 18 Gt exploitables avec l'aide de la Chine [12]. En Serbie, des capacités de 6 Mt devraient être mises en exploitation à partir des grandes réserves de lignite du bassin de Kolubara. Quelques autres extensions sont en cours dans les autres pays balkaniques, toujours avec l'aide de la Chine.

En Amérique du Nord, l'avenir des mines de charbon est plus contrasté. Aux États-Unis, la reprise de l'extraction en 2017 (+ 6 %) et la croissance exceptionnelle des exportations en 2018 (+ 19 %) n'interrompent pas la contraction du nombre de mines passé de 1229 en 2012 à 682 en 2017, mais elles traduisent aussi bien la résistance de grands compagnies comme Peabody Energy, Arch Coal, Alpha Natural Resources ou Cloud Peak Energy qui tentent de conserver leurs position dans le Wyoming et le Colorado, que la combativité de plus petites comme Corsa Coal ou Ramaco Resources qui ouvrent de nouvelles mines en Pennsylvanie ou Paringa Resources qui en fait autant dans l'Illinois. Depuis que Donald Trump a déclaré, en mars 2017, la fin de la guerre contre le charbon (notamment en supprimant le *Stream Protection Rule* institué pour protéger les cours d'eau et en vidant de son contenu le *Clean Power Plan*, chaque État étant désormais libre de fixer les normes d'émissions polluantes de ses centrales), toutes ont repris espoir en jouant les cartes du charbon cokéifiable, en partie exporté, et de substantielles

hausse de productivité, passée en moyenne sur tout le territoire de 5,4 à 6,8 tonnes/mineur/heure entre 2012 et 2017, moyenne entre le 2,4 du Centre-Sud des Appalaches et le 28,8 du Powder River Basin. Au point que certains n'hésitent plus à caresser l'espoir, hausse des prix du gaz aidant, d'interrompre la chute de l'extraction, entre 2018 et 2025, de 680 Mt à 500 Mt au profit d'une remontée vers 800 Mt! Au Canada, alors que la plupart des provinces renoncent à la thermoélectricité charbon, l'exploration en Colombie britannique a fait un bond de 58 % en 2018, avec la reprise des projets de charbon cokéifiable de Telkwa, Crown Mountain, Flatbed Coal Property ou Elko, ce qui, avec les mines d'Alberta et de Nouvelle-Écosse, devrait assurer une production charbonnière, principalement cokéifiable, d'au moins 34 Mt en 2040.

2.2. En Chine, une décroissance difficile

Jusqu'à fin 2016, la cause paraissait entendue : la production de 4,1 Gt en 2013 avait été un pic à partir duquel le déclin était inévitable, ce que semblait confirmer la production de 3,4 Gt, trois ans plus tard, soit un résultat supérieur à l'objectif affiché en 2013 d'une diminution de 500 Mt en cinq ans. Las, dès 2017, l'extraction est repartie à la hausse pour atteindre 3,7 Gt en 2018 et sans doute plus en 2019. Après comparaison de plusieurs sources, nous retenons : 2013 (4,1), 2014 (4,0), 2015 (3,8), 2016 (3,4), 2017 (3,5), 2018 (3,7) et 2019 (3,8), toutes estimations fragilisées par de successives réévaluations [13]. Dans ce contexte, le plan quadriennal de 2016-2020 était revenu à un objectif de 3,9 Gt qui devait être atteint par la poursuite des fermetures de petites mines et de la restructuration du reste de l'industrie charbonnière. N'était-ce pas encore trop rapide et trop risqué? Les pénuries de combustible de l'hiver 2017, la hausse des prix domestiques et la forte croissance des importations, entraînées par la baisse de la production de 2016, ont pesé lourd dans la décision, prise au cours du deuxième semestre 2018, d'augmenter de 250 Mt la production des provinces de Mongolie intérieure, du Shanxi et du Shaanxi, de rehausser le plafond national de production à

Charbon minéral : pourquoi est-il si difficile de lui dire adieu ?

5,1 Gt et de réduire les fonds destinés à diminuer les capacités extractives au delà des 800 Mt déjà réalisées.

Toutes ces nouvelles capacités de production s'inscrivent dans le cadre d'une restructuration de l'industrie charbonnière faite de modernisations et de fusions débouchant sur quelques très grands groupes produisant au moins 100 Mt/an, ce qui est déjà le cas, en 2018, de Shenhua, China Coal Energy et Datong Coal Mine. Tous sont incités à passer des contrats de fourniture à long terme avec les compagnies électriques ou même à fusionner avec elles comme l'ont fait Shenhua et Guodian en novembre 2017, d'où un groupe disposant, fin 2017, d'une capacité installée de 225 GW dont 77 % en thermique charbon alimenté par 49 mines et 2155 km de voies ferrées en site propre.

2.3. Inde et Asie du Sud-Est : des industries charbonnières en expansion

La tentative chinoise de stabiliser ou même de réduire son volume d'extraction n'est pas imitée par le sud du continent asiatique.

En Inde, bien qu'elle croisse au rythme annuel moyen de 5 % depuis le début des années 2010, la production charbonnière ne parvient pas à satisfaire une demande très soutenue de charbon vapeur (fin 2017, 36 centrales étaient à l'arrêt par manque de combustible; fin décembre 2018, les stocks de charbon de certaines centrales étaient tombés à moins de 4 jours avant de remonter à une dizaine en janvier 2019), d'où des importations qui ont atteint 200 Mt/an en 2017. Le gouvernement veut les contenir en augmentant la production nationale de 730 Mt en 2018 à 1 500 Mt en 2022, à l'aide de mesures déployées dans deux directions.

D'une part, il stimule la production des deux grandes entreprises publiques Coal of India Limited (CIL) et Singareni Collieries, dont les volumes extraits annuellement devraient dépasser rapidement les 607 Mt et les 68 Mt de 2018. Pour atteindre 700 Mt en 2019 puis

1 000 Mt en 2022, tout en ayant fermé 43 mines souterraines, la CIL développe 114 projets, principalement à ciel ouvert, dont 51 de plus de 3 Mt/an, non sans difficultés pour 17 d'entre eux qui exigent des déforestations massives. À quoi s'ajoutent plusieurs projets ferroviaires que nécessitent les livraisons de minerai, dont 3 nouvelles voies desservant les mines des filiales de CIL : Mahanadi Coalfields, South Eastern Coalfields, et Central Coalfields qui devraient évacuer 15 Mt/an. Singareni Collieries, de son côté, pour atteindre 90 Mt en 2021, planifie l'ouverture de 20 nouvelles mines à ciel ouvert et l'extension de 11 mines souterraines dont certaines rendues exploitables en surface.

D'autre part, le gouvernement fait de plus en plus appel aux investisseurs privés, en continuant d'allouer des mines captives à des compagnies électriques, sidérurgiques ou chimiques (dont les sidérurgistes Jindal Steel et Sail, l'énergéticien Adani, Essar Oil and Gas, producteur de *coal-bed-methane* et surtout la compagnie électrique NTPC qui dispose de réserves estimées à 7,15 Gt réparties entre 9 *blocks*), en ouvrant les enchères de nouveaux *blocks* à des entreprises privées et en autorisant, début 2019, les compagnies propriétaires de mines captives à écouler sur le marché un quart de leur production jusque-là réservée à leur seule consommation.

L'action de l'Inde en faveur du charbon entretient des émules dans toute l'Asie du Sud-Est, principalement en Indonésie et au Vietnam.

L'Indonésie, sous contrainte de sa balance commerciale et de la croissance de ses besoins, a repris le chemin de la hausse en passant d'une extraction de 528 Mt en 2018 à un objectif de 600 au delà, soit très au-dessus des 400 Mt du Plan à moyen terme 2015-2019. Selon ce plan, la production 2018 avait été fixée à 485 Mt, passée ensuite à 507 Mt. Pour ce faire, le pays compte d'abord sur ses grandes compagnies nationales : Adaro qui poursuit sa croissance avec un objectif de 56 Mt en 2019; Bukit Asam qui espère dépasser 25 Mt tirées de réserves estimées à 3,3 Gt; PT Arutmin qui vise 30 Mt, soit 7 % de plus qu'en 2018, majoritairement

en combustible à fort pouvoir calorifique, alors que Bumi Resources, sa maison mère, approche des 100 Mt; la grande compagnie électrique PLN qui, pour porter à 100 Mt l'approvisionnement sécurisé de sa thermoélectricité charbon en croissance soutenue, étudie l'acquisition de deux nouvelles mines dans le Kalimantan et Sumatra; le groupe Indika Energy qui espère retrouver en 2018 son niveau de 34 Mt. À côté de ces compagnies, nombre de firmes étrangères, telles que Black Gold Natural Resources ou Zamia Metals, continuent à accroître leurs capacités de production.

Au Vietnam, en dépit de sa restructuration décidée fin 2017, Viet Nam National Coal and Minerals Group (Vinaconim), qui extrait 95 % du charbon vietnamien, et North-Eastern Company ne parviendront vraisemblablement pas à fournir les 44 Mt prévues sur les 54 demandées par l'économie nationale en 2019. Les ressources en terre sont moins en cause que l'insuffisance des équipements miniers et des formations techniques que plusieurs programmes de coopération avec le Japon n'ont pu combler. De là, une vive croissance des importations, de 100 % entre 2010 et 2017, qui pourrait atteindre 60 Mt en 2025 moyennant des infrastructures portuaires à construire. Le gouvernement espère néanmoins limiter cette dépendance externe par l'extension et l'ouverture de nouvelles mines souterraines.

Dans les autres pays d'Asie du Sud-Est :

- la Thaïlande envisage d'accroître son extraction de 45 Mt en 2018 à 60 Mt en 2020 à partir de ses propres ressources mais aussi de celles acquises à l'étranger par la Banpu Cie;
- aux Philippines, la Semirara Mining and Power Corp a entrepris la modernisation de ses installations pour porter sa production de 12 à 16 Mt en 2020;
- plus au nord, la Barapukuria Coal Mining Company (BCMC) n'a pas renoncé à exploiter les ressources du Bangladesh;
- plus à l'ouest, au Pakistan, l'évolution est beaucoup plus rapide depuis que, dans le cadre du *China Economic Corridor*, maillon de la *China Belt and Road Initiative*, les 185 Gt de lignite du désert du Thar ont commencé à être

exploitées par les Sino Sindh Resources (SSR), la Sindh Engro Coal Mining (SEMC) et Oracle Power, en vue d'alimenter les 2 GW construits et en construction.

2.4. L'Afrique australe tentée d'exploiter ses ressources

Avec plus de 250 Mt extraites en 2018, la République d'Afrique du Sud a pris la tête de l'industrie charbonnière du continent [14]. Aiguillonnée par les besoins de sa grande compagnie Eskom dont la production électrique repose principalement sur le charbon et de sa compagnie Sasol qui transforme la houille en carburants, cette industrie s'est profondément renouvelée en passant des multinationales Anglo Coal, Rio Tinto ou Total aux nouvelles compagnies issues de sa politique de *black empowerment*. En tête, Exxaro Resources dont la production pourrait passer de 47 Mt en 2018 à 60 Mt en 2023 à partir de ses nombreux investissements dans le Mpumalanga avec sa mine Belfast, mais surtout avec sa grande mine à ciel ouvert Grooteluk sur le gisement du Waterberg dans la province du Limpopo. Suivent MC Mining, anciennement Coal of Africa; Tango Mining qui exploite trois mines appartenant à Exxaro; Seriti Resources devenues le deuxième fournisseur d'Eskom; Canyon Coal; la junior compagnie Wescoal qui succède à Keaton Energy; Sibabene Coal qui tente de prendre pied sur Richards Bay Coal Terminal. Ces investissements suffiront-ils à relancer une production nationale stagnante? Les 70 Gt de ressources, dont 10 de réserves, le permettraient si la substitution des nouvelles mines à celles en voie d'épuisement permettait d'accroître la productivité du travail et si les moyens d'évacuation du minerai progressaient.

Au nord de la République d'Afrique du Sud, plusieurs pays ont commencé à exploiter leurs ressources charbonnières :

- le Mozambique dont les charbons cokéfiabiles du gisement du Tete ont attiré depuis le début des années 2000 la compagnie brésilienne Vale, l'australienne Riversdale Mining, les indiennes Tata Steel et Essar;

Charbon minéral : pourquoi est-il si difficile de lui dire adieu ?

- le Botswana qui, en appui sur ses 213 Gt de ressources, espère que Morupule Coal Mine (MCM) accroîtra sa production de 2,3 Mt en 2017 à 3,8 en 2021 en attendant l'entrée en lice de Minergy sur le grand gisement de Mmamabula ;
- le Zimbabwe, la Zambie et la Tanzanie qui, dans des contextes géologiques, économiques et politiques fort différents, partagent l'ambition d'alimenter en charbon national des parcs électriques en développement.

Ailleurs en Afrique, les industries charbonnières sont rares et peu développées, mais des embryons existent au Malawi, au Kenya, en République démocratique du Congo, au Niger, au Nigeria et à Madagascar, tous sous l'œil attentif des compagnies chinoises.

2.5. Russie et Australie, exportateurs bien décidés à le rester

Environ le cinquième de l'industrie charbonnière mondiale est essentiellement tournée vers les marchés internationaux des charbons thermiques et surtout cokéfiabiles qui sont les plus sûrs et les plus rémunérateurs. Cette industrie comprend évidemment celles d'Indonésie et d'Afrique du Sud qui ont été traitées plus haut avec les pays dont la production est en partie tirée par la consommation domestique.

La Russie, qui a pourtant affiché des engagements climatiques dans le cadre de l'Accord de Paris, poursuit une politique d'ouverture de nouvelles mines et de construction de grandes infrastructures portuaires. Historiquement axée sur ses débouchés domestiques, l'industrie russe s'est en effet tournée vers l'extérieur lorsque l'essor du gaz naturel l'a privée des premiers. Depuis, c'est l'exportation, proche de 200 Mt/an, qui tire la croissance soutenue de sa production, laquelle a atteint 420 Mt en 2018, soit plus que celle de 1988, année record de l'Union soviétique.

En tête des producteurs russes, la Siberian Coal Energy Company (Suek) qui poursuit l'expansion de ses 26 mines de Sibérie centrale et orientale. Elle est suivie par le groupe

Evraz, propriétaire de la plus grande mine souterraine de Russie (jusqu'à 8,6 Mt/an) localisée à Mezhdurechensk ; par le groupe Mechel dont la filiale Elgaugol exploite la très grande mine Elga tandis que la filiale Yakutugol se charge de la mine Neryungrinsky ; par Russian Coal dont les mines sont concentrées dans la province de Krasnoyarsk, la république de Khakassia et l'oblast de l'Amur ; par Primorskugol ouvrant une nouvelle mine dans la province de Primorye ; par Razrez Stepnoy qui devient l'un des plus gros producteurs de Khakassia ; par Siberian Anthracite qui veut doubler sa production à l'horizon 2020 dans l'oblast de Novosibirsk. Les entreprises russes ne sont cependant plus les seules : dans le Kamchatka, l'indien Tata Power veut exploiter le dépôt Krutogorovsky ; l'australien Tiggers Realm Coal a commencé à extraire le charbon cokéfiabable d'Amaan Nord. Pour le gouvernement russe, l'exploitation des dépôts Chulmakanskoye et Denisovskoye mérite le développement des infrastructures de Yakoutie du Sud qu'il a entrepris courant 2018.

En aval de l'extraction, de gros investissements ont été lancés pour traiter le minerai (lavoires), le transporter sur terre (chemin de fer) et surtout l'exporter, d'où l'ampleur des moyens consacrés à l'extension et à la diversité géographique des ports d'embarquement qui vont du terminal de Rosterminalugol, près de Leningrad, de Chaika ou de Kandalaksha sur la mer Blanche, tournés vers l'Atlantique, à ceux de Vostochny, de Vanino, de Vera, de Kamchatka ou de Beringovsky en Extrême-Orient dédiés aux exportations vers l'Asie, en passant par celui de Taman entre la mer d'Azov et la mer Noire.

Avec une production annuelle supérieure à 500 Mt, dont 40 % de cokéfiabiles, l'Australie continue à tirer parti de ses riches houilles cokéfiabiles du Queensland et de ses excellents charbons vapeur du New South Wales qui ont fidélisé sa clientèle japonaise et en séduisent de nouvelles en Chine, Inde, Malaisie, Philippines et Thaïlande. Ses acteurs sont principalement de grandes compagnies minières multinationales, désormais rejointes par de puissantes compagnies nationales asiatiques.

Dans le Queensland, la plus puissante des premières, Glencore, termine en 2018 l'achat à Rio Tinto des mines Hail Creek et Valeria tandis que le projet Styx Coal est préparé par deux compagnies appartenant à Waratah Coal, filiale de Mineralogy et que Pan Asia Corp cherche à s'installer dans le bassin du Bowen. Dans le New South Wales, le producteur australien indépendant New Hope Corp développe la mine Bengalla rachetée à Rio Tinto et à Mitsui. Dans l'État d'Australie du Sud, c'est Altona Energy qui s'attaque au bassin d'Arckaringa.

Côté compagnies nationales étrangères, citons le chinois Yancoal Australia, filiale du Yan-kuang Group, qui, en 2018, a produit 50 Mt, soit 59 % de plus qu'en 2017, à partir des mines achetées à Coal & Allied, filiale de Rio Tinto. Moins heureux, l'indien Adani peine à mettre en place son gigantesque projet Carmichael, mais l'autre indien CIL négocie des prises de participation de 20 à 30 % dans le capital de producteurs de charbon cokéifiable.

Parmi les autres pays exportateurs, la Colombie reste dans la cour des grands. Les 90 Mt de charbon vapeur écoulées en 2018 l'ont été à partir des mines de Drummond (originaire de l'Alabama, Drummond a vendu 20 % de son capital au trader japonais Itochu en 2011) et de la grande mine à ciel ouvert Cerrejon appartenant à parts égales aux trois multinationales BHP Billiton, Anglo American et Glencore. De nouveaux développements pourraient venir de la volonté du gouvernement colombien de soutenir les 9000 petites mines réparties dans les départements de Guajira, Cesar, Boyacá, Norte Santander et Cundinamarca.

Encore loin derrière, la Mongolie entend aussi poursuivre l'exploitation des richesses minières de son désert de Gobi, dont les 7,4 Gt de réserves du gisement de cokéifiable de Tagan Tolgoi. D'une production de 30 Mt en 2018, le gouvernement souhaiterait atteindre 107 Mt en 2027, en ouvrant plus largement son sous-sol aux entreprises étrangères et en desserrant le goulot d'étranglement des moyens d'évacuation du minerai par la construction de

nouvelles voies ferrées en direction de la frontière chinoise.

Ces évolutions favorables du côté de l'offre sont d'autant plus solides que la demande de charbon n'est pas prête de se tarir au cours des prochaines décennies.

3. Derrière les investissements charbonniers, les résistances de la demande

Elles sont liées à la croissance des usages spécifiques et des usages substituables du charbon.

Les premiers tiennent à la croissance de la production mondiale d'acier dont la plus grande partie sort d'une filière comportant un haut fourneau que l'on ne sait pas faire fonctionner sans charbon cokéifiable. Les 1690 Mt de 2017 pourraient dépasser les 2000 Mt en 2035, 40 % étant issus de la filière électrique dont la diffusion dépend en grande partie de l'évolution du stock de ferraille très variable d'une région à l'autre. En supposant la poursuite de l'efficacité énergétique des 60 % restant, la consommation de charbon cokéifiable serait encore de l'ordre de 1000 Mt. À cette date, pourrait s'ajouter une demande de l'industrie chimique engagée dans la transformation de la houille en carburants et en nouveaux matériaux (*coal-to-liquids, coal-to-gas, coal-to-olefins*). Ces usages spécifiques du charbon minéral pourraient devenir encore plus importants si l'industrie des fibres de carbone, largement utilisées dans l'aéronautique, faisait appel à lui.

Beaucoup plus volumineux, les usages substituables sous-tendent les débouchés des charbons vapeur destinés à quelques industries comme les cimenteries et, surtout, la thermoélectricité. C'est donc bien l'évolution du parc thermoélectrique qui va être déterminante. Où en est-elle en 2017-2018? Que sait-on de sa trajectoire au cours des prochaines années (Tableau 2)?

Charbon minéral : pourquoi est-il si difficile de lui dire adieu ?

GW	2017	2040 (NPS)	2040 (CPS)	En construction	Annoncées
Monde	2 140	2 414	2 911	236	339
Amérique Nord	291	188	219		
Amérique Sud	15	17	18		
Europe	228	108	169		
Turquie	19			1	37
Pologne	30			4	5
Afrique	47	46	80		
Rép. Af. Sud	42	28	47	6	8
Égypte	0			0	13
Moyen-Orient	0	7	7		
Eurasie	68	50	63		
Russie	52	31	52	0,5	4
Asie	1 491	1 998	2 355		
Chine	981	1 054	1 231	129	70
Inde	224	421	435	36	58
Vietnam	17			10	33
Indonésie	29			11	15
Japon	46	43	52	9	7
Pakistan	3			3	7

Tableau 2. Évolution mondiale de la thermoélectricité charbon

Sources : Les 3 premières colonnes : *World Energy Outlook 2018*. Les deux suivantes : *Global Coal Plant Tracker*.
Les données relatives aux capacités installées en 2017 sont quasiment identiques dans les deux sources.

Avec 2 140 GW installés fin 2017, la thermoélectricité charbon représente environ 30 % de la puissance mondiale mais près de 40 % de sa production. Au cours des deux prochaines décennies, cette part devrait diminuer vers 18-22 % selon les scénarios de l'AIE, mais les capacités thermiques charbon croîtront encore entre 274 et 771 GW. Ces nouvelles capacités sont mises en place dans une soixantaine de pays, mais elles ne seront supérieures à celles, retirées pour vétusté, que dans certains pays, majoritairement en Asie et en Afrique. L'estimation de 1 600 centrales en construction doit être lue avec prudence car utilisée à des fins partisans par les pro et les anti charbon [15].

3.1. En Europe et en Amérique du Nord, la fin du thermique charbon se rapproche

En Europe, après la fermeture, effective ou annoncée, des dernières centrales thermoélectriques charbon au Danemark, au Royaume-Uni, en Italie, en France et surtout en Allemagne, les seuls pays qui resteront fidèles à cette technique seront la Pologne et les pays du sud-est de l'Europe : Albanie, Bosnie-Herzégovine, Macédoine du Nord, Kosovo, Serbie, Grèce et surtout Turquie. De nouvelles centrales y sont en construction, souvent avec l'appui de la China Development Bank et de Dongfang Electric Corp.

Aux États-Unis, alors que la production d'électricité a repris le chemin de la hausse en

2018, celle issue de la thermoélectricité charbon a continué à décliner de 6 % au profit de la thermoélectricité gaz, de l'éolien et du solaire, devenus de plus en plus compétitifs. Le parc thermoélectrique charbon s'est contracté d'un tiers entre 2010 et 2018, ce qui réduit à 246 GW sa capacité de production en juin 2018. À l'horizon 2025, il devrait perdre encore 37 GW, avec comme résultats une contribution du thermique charbon à la production d'électricité tombant de 45 % à 24 % en une décennie et une demande de charbon vapeur qui n'a pas dépassé 270 Mt au cours du premier semestre 2018.

Au Canada, villes et province s'éloignent de la thermoélectricité charbon. Après l'Ontario qui lui a tourné le dos en 2014, l'Alberta a décidé en 2017 de fermer ses 18 centrales avant 2030. Resteront les 2000 MW du Saskatchewan et du Nouveau-Brunswick qui pourraient rester en activité jusqu'en 2040.

3.2. En Chine, l'intention de limiter le thermique charbon aux prises avec les réalités

Surtout depuis le début de la présidence Xi Jinping en 2013, on ne compte plus les mesures destinées à réduire la consommation de charbon dans les usages thermiques, mais, début 2019, leur résultat semble, au mieux, un retour au niveau de 2013, la décroissance de 2014-2016 ayant été compensée par la croissance de 2017-2018, ce suite à plusieurs évolutions :

- les déficiences de la desserte en gaz naturel censé remplacer le charbon dans les villes ;
- la poursuite de la consommation de charbon par les compagnies électriques en réponse à une croissance toujours soutenue de la consommation d'électricité et aux difficultés de diversifier le parc de production dans lequel la thermoélectricité charbon a atteint 993 GW en septembre 2018.

En cause, le refus des autorités locales de respecter les décisions centrales mais aussi le retour de ces dernières sur des objectifs jugés après coup trop ambitieux du fait des limites de réseaux tant électriques que gaziers.

Les impacts environnementaux qui en ont résulté ont heureusement été atténués par les performances des nouvelles centrales grâce auxquelles le parc thermoélectrique charbon est à 75 % *ultra low emission* (performances se traduisant aussi par une diminution de 86 % des émissions de SO₂, de 89 % de NOx et de 85 % des poussières entre 2012 et 2017 : aux dires de la NASA qui observe le pays par satellites, ces résultats sont surévalués).

3.3. Un thermique charbon resté attrayant partout ailleurs

Hors de Chine, des centrales thermiques charbon continuent d'être mises en chantier dans de nombreux pays, majoritairement asiatiques :

- le Japon, la Corée du Sud et Taïwan où environ 15 GW sont en construction fin 2018, en réponse à des besoins de sécurité des systèmes électriques qui ne peuvent plus être assurés par l'électronucléaire depuis la catastrophe de Fukushima ;
- l'Inde dont les 224 GW de capacité actuelle devraient être multipliés par deux à l'horizon 2040 et absorber 70 % d'une possible consommation de 1,9 Gt de combustibles solides, ce en réponse à la volonté gouvernementale d'un accès universel à l'électricité au cours des années 2020 ;
- l'Indonésie qui redoute que ses exportations de charbon ne menacent sa capacité de satisfaire une demande domestique qui a crû de 16 % en 2017, suite notamment à l'essor de la thermoélectricité, lequel devrait se poursuivre avec le plan de construction 35 GW, dont 57 % en thermique charbon, adopté fin 2017 ;
- dans six autres pays de la région (Thaïlande, Philippines, Malaisie, Cambodge, Bangladesh et Pakistan), ce ne sont pas moins de 12 GW qui sont en construction et de 42 qui sont annoncés.

Sur le continent africain, les parcs électriques sont bien moins développés que sur le continent asiatique, mais l'intérêt pour la thermoélectricité charbon s'y enracine aussi dans des besoins inextinguibles d'électricité difficiles à

satisfaire uniquement par d'autres filières, surtout lorsque existe un stock de charbon en terre. Fin 2018, les capacités en construction se limitent à 6352 MW en République d'Afrique du Sud, 670 au Zimbabwe, 132 au Botswana et 1386 au Maroc, mais 25670 sont annoncées dans les trois premiers pays listés ci-dessus ainsi que dans 14 autres pays : Malawi, Mozambique, Tanzanie, Nigéria, Kenya, Égypte, Ghana, Côte d'Ivoire, Zambie, Madagascar, Swaziland, République démocratique du Congo, Guinée et Niger. Parmi tous ces projets, celui du consortium formé de Shanghai Electric et de Dongfang Electric qui construira les 6,6 GW ultra super-critiques d'Hamarwein sur les bords de la mer Rouge est emblématique du futur thermoélectrique africain.

Une partie de l'explication du déploiement de la thermoélectricité dans ces derniers pays tient à des stratégies nationales d'expansion à l'échelle mondiale dont la plus puissante s'exprime à travers la *China Belt and Road Initiative*. Dans ce cadre et avec son appui, la Chine aurait participé, entre 2001 et 2016, à la construction de 240 centrales alimentées au charbon, soit 251 GW répartis entre 65 pays dont l'Inde, l'Indonésie, la Mongolie ou la Turquie. Début 2019, elle est encore engagée dans la réalisation de 102 GW de thermique charbon, soit des investissements estimés à 36 G\$ dans au moins une dizaine de pays au premier rang desquels le Vietnam, le Bangladesh, l'Afrique du Sud ou le Pakistan. "We can't require a developing country that is less developed than China to start decreasing coal consumption now, that is not possible", explique Li Junfeng, directeur du China's National Centre for Climate Change Strategy [16].

En guise de conclusion

Depuis 2014, la trajectoire de la consommation mondiale de charbon s'est suffisamment infléchie pour que la part du charbon diminue dans le bilan énergétique mondial des prochaines décennies, mais pas suffisamment pour que l'on puisse envisager une réelle régression. Outre la demande de charbon cokéifiable difficilement éliminable, la demande de charbon thermique sera malaisée à réduire tant que la thermoélectricité charbon restera très attrayante dans les pays qui ont les plus grands besoins d'électricité à satisfaire. Dans cette perspective, les actifs abandonnés par les compagnies convaincues de tourner le dos au charbon continueront à trouver des acquéreurs, techniquement et financièrement capables d'exploiter une ressource toujours très abondante. Face à un tel constat, ne serait-il pas raisonnable de remplacer les facilités de l'anathème par l'examen attentif des technologies susceptibles de rendre la combustion du charbon moins dangereuse pour l'environnement local et planétaire? Outre la poursuite d'une combustion plus efficace, du type ultra super-criticité, le captage et stockage du carbone ainsi que le captage et utilisation du carbone mériteraient plus d'intérêt que la vingtaine de projets en activité ou en construction dans le monde. Au delà, ces technologies pourraient être prolongées, si les recherches en cours débouchent, sur une synthèse artificielle du carbone à l'aide de catalyseurs d'un nouveau type.

RÉFÉRENCES

- [1] Joint Research Center de la Commission européenne, *Emissions Database for Global Atmospheric Research (EDGAR)*.
- [2] Claude Henry (2019). « Réchauffement climatique : À quoi se raccrocher quand tout paraît perdu mais qu'on se refuse à baisser les bras », *Le Monde*, 25.01.2019.
- [3] Sartor O. (2018). *Implementing coal transitions. Insights from case studies of major coal-burning economies*. September, Climate Strategies, IDDRI, 40 p.
- [4] Somini Sengupta (2018). The world needs to quit coal : why is it so hard ? *The New York Times*, 24.11.18.

- [5] Carine Sebi (2019). « Comment expliquer la hausse de la consommation de charbon dans le monde? » *The Conversation*, 29.01.2019.
- [6] Braungardt and others (2019). Fossil fuels divestment and climate change: reviewing contested arguments. *Energy Research and Social Sciences*, April, pp. 191-200.
- [7] *Coal Weeks*, 18.03.2019.
- [8] Tylak K. Doshi (2019). What Would Adam Smith Say About the Rush by Banks to Stop Funding Coal Power Plants? *IAEE Energy Forum*, second quarter.
- [9] *Coal Weeks*, 06.12.2017.
- [10] *Coal Weeks*, 11.02.2019.
- [11] *Coal Weeks*, 07.03.2019.
- [12] China's role in Turkey's energy future. *Chinadialogue*, <https://www.chinadialogue.net/article/show/single/en/10047-China-s-ro>. 26.09.2017.
- [13] Feng Hao and Tom Baxter (2019). China's coal consumption on the rise. *Chinadialogue*, 01.03.2019.
- [14] Jean-Marie Martin-Amouroux (2017). « Quel avenir pour le charbon minéral en Afrique? » *Afrique contemporaine*, 261-262, pp. 185-200, ou « Les industries du charbon en Afrique » in [Encyclopedie-energie.org](http://encyclopedie-energie.org).
- [15] Damian Carrington (2019). Global “collapse” in number of new coal fired plants. *The Guardian*, March 28.
- [16] *Coal Weeks*, 06.02.2019.