

Le retour de la géopolitique

Olivier Appert

Après la crise sanitaire en 2020, le secteur énergétique a été bouleversé en 2021 par une crise sans précédent et depuis plusieurs mois par les conséquences de l'invasion de l'Ukraine par la Russie. Il est clair que le monde de l'énergie est en crise et que celle-ci risque de durer.

Cette crise est marquée d'abord par un retour en force de la géopolitique de l'énergie. J'aime citer cette phrase d'André Giraud qui illustre parfaitement ce défi. «Le pétrole est une matière première à fort contenu diplomatique et militaire, avec une valeur fiscale indéniable et accessoirement un pouvoir calorifique». Ce qui vaut pour le pétrole vaut pour le gaz, mais aussi pour les technologies de la transition énergétique.

Le conflit ukrainien est le point d'orgue de la concurrence initiée, il y a 4 ans, entre les États-Unis et la Russie pour l'approvisionnement en gaz de l'Europe, notamment à propos du gazoduc Nord Stream 2. Forts de leur indépendance énergétique retrouvée, les États-Unis revendiquent un leadership sur le marché international du GNL (gaz naturel liquéfié). Premier exportateur mondial de gaz, troisième producteur de pétrole, la Russie brandit de son côté l'arme de l'énergie.

Par ailleurs, le Moyen-Orient demeure toujours une région instable. L'élection de Joe Biden a confirmé le désengagement lent mais inéluctable des États-Unis de la région. Ce retrait met le Moyen-Orient en ébullition et laisse le champ libre aux ambitions de la Russie et de la Chine. Téhéran tient un discours martial dans un contexte de crise économique et politique interne. Les perspectives concernant

un accord sur le nucléaire iranien restent incertaines. Les guerres en Libye, en Syrie et au Yémen ne sont toujours pas résolues. Le miracle libanais s'est écroulé avec un État incompétent et corrompu. Brisant les tabous, certains pays arabes n'hésitent plus à pactiser avec Israël en signant le pacte d'Abraham. La Turquie, elle, se prend à rêver de ressusciter l'Empire ottoman et de devenir le maître du monde sunnite. L'instabilité du Moyen-Orient reste une menace pour la sécurité d'approvisionnement en pétrole et en gaz.

Enfin, la Chine devient un acteur incontournable sur la scène énergétique. La Chine représente 90 % de la croissance mondiale de charbon depuis 1978, 60 % pour le pétrole et les émissions de CO₂ et 40 % des capacités installées de solaire et d'éolien. L'approvisionnement en pétrole et gaz étant le talon d'Achille de son économie, la Chine développe une diplomatie dynamique dans toutes les régions du monde, qu'il s'agisse du Moyen-Orient, de la Russie ou de l'Afrique.

La crise énergétique de 2021

Le conflit en Ukraine ne doit pas nous faire oublier la crise énergétique qui a commencé il y a un an. Personne n'avait vu venir cette crise dont les effets seront durables.

L'invasion de l'Ukraine intervient à un moment de tension en 2021 sur les marchés pétroliers et gaziers. La flambée des prix du gaz qui a tiré les prix de l'électricité en Europe est liée d'abord à des facteurs conjoncturels : reprise économique mondiale post Covid, croissance

de la demande de la Chine, croissance du prix du charbon et de l'ETS (*Emission Trading Scheme*), événements climatiques (hiver froid tardif, faibles pluies dans plusieurs pays), incidents sur plusieurs installations de production gazière et d'exportation de GNL... Mais la tension sur les prix du gaz en Europe relève aussi de facteurs structurels liés à la politique de libéralisation des marchés gaziers qui accorde une primauté au court terme. Par ailleurs, les investissements ont été limités par le manque d'un cadre de régulation incitatif, par le message politique négatif sur les énergies fossiles et par la crise de la Covid. Les prix du pétrole ont augmenté régulièrement dans un contexte de reprise du pouvoir de marché des pays producteurs de l'OPEP+ dont fait partie la Russie.

Le 24 février marque un tournant majeur. Il faut rappeler d'abord quelques chiffres pour comprendre les enjeux. La Russie est un acteur majeur sur la scène énergétique. Elle possède 6,4 % des réserves mondiales de pétrole et 17,3 % des réserves de gaz. Elle est le troisième producteur mondial de pétrole et le premier exportateur mondial de gaz. L'Europe dépend de la Russie pour une part majeure de ses approvisionnements : ce pays représente 23 % des importations européennes de pétrole, 46 % des importations de gaz et près de 60 % des importations de charbon. La dépendance gazière varie d'un pays à l'autre. Certains pays dépendent entièrement de la Russie comme la Lettonie ou

la République tchèque. La Finlande ou la Hongrie importent de Russie plus de 95 % de leur consommation de gaz. L'Allemagne, premier pays consommateur de gaz en Europe, importe de Russie 50 % de sa consommation de gaz : par ailleurs, dans le cadre de l'arrêt immédiat du nucléaire et de la fin programmée du charbon à terme, ce pays mise clairement sur le gaz naturel à court terme et sur l'hydrogène à long terme. La France est moins dépendante (17 %) grâce à une politique de diversification des approvisionnements notamment via le gaz naturel liquéfié.

A contrario, la Russie est très dépendante de l'Europe pour ses exportations. L'Europe représente environ 90 % des exportations de gaz russe. Or les exportations d'hydrocarbures ont une importance majeure pour l'économie russe : elles représentent 25 % du PIB du pays, 40 % des recettes budgétaires et 57 % des exportations. La hausse régulière des prix du pétrole depuis un an et la flambée des prix du gaz depuis quelques mois bénéficient à l'évidence à l'économie russe.

Cette dépendance réciproque entre la Russie et l'Europe a contribué pendant des décennies à la sécurité de l'approvisionnement européen. La seule rupture d'approvisionnement à déplorer a été due en 2006 à un conflit lié au transit du gaz russe en Ukraine. Il est clair que le contexte actuel change radicalement la donne.

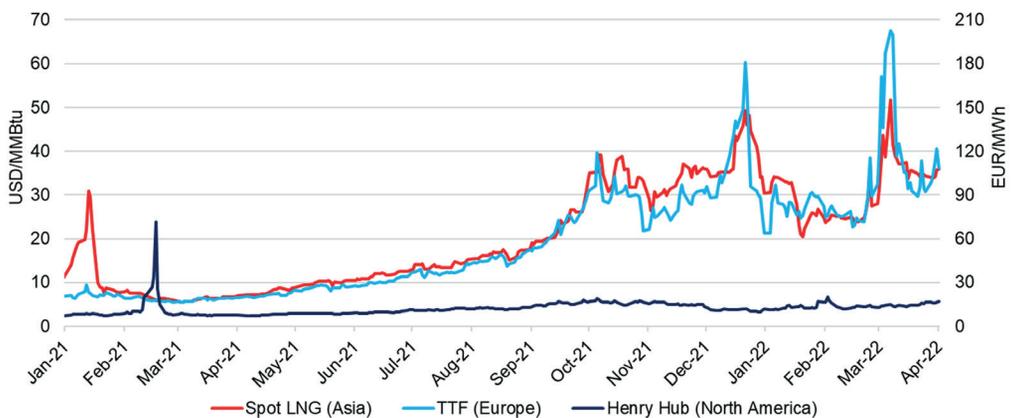


Figure 1. Évolution des prix du gaz

Source : AIE

Le retour de la géopolitique

L'invasion de l'Ukraine a eu un impact immédiat sur la volatilité et le niveau des prix du gaz tant en Europe qu'en Asie. Il en est de même du prix du pétrole et de l'électricité.

La quasi-totalité des pays européens réagissent en compensant la hausse des prix pour les consommateurs. Cette politique est clairement insoutenable économiquement et va à l'encontre de la nécessité de faire jouer un signal prix. Il est paradoxal qu'aucune incitation aux économies d'énergie n'ait été lancée contrairement à ce qui s'était fait lors des chocs pétroliers en 1973 et 1979.

L'Union européenne s'engage très rapidement dans une politique de sanctions et en particulier d'embargo. Un embargo sur les importations de charbon est décidé le 8 avril, à compter du mois d'août. Le 6 juin dans le cadre du sixième paquet de sanctions contre la Russie, l'Union européenne décide un embargo partiel sur les importations de pétrole brut et de produits pétroliers qui prendra pleinement effet d'ici la fin de l'année. Le pétrole livré par l'oléoduc Druzhba à destination de la Hongrie, de la Slovaquie et de la République tchèque est exempté d'embargo. L'Allemagne et la Pologne également approvisionnées par cet oléoduc ont annoncé arrêter leurs livraisons. À ce jour, aucune décision n'a été prise sur le gaz. Cependant le 11 mai, le transit gazier via l'Ukraine est réduit de 25 %. Le 13 mai, Poutine cesse les livraisons d'électricité à la Finlande et vient d'arrêter les livraisons de gaz après la décision de ce pays de rejoindre l'OTAN. La même décision est prise à l'encontre des Pays-Bas et du Danemark. En juin, Gazprom met en avant des difficultés techniques sur le gazoduc Nord Stream 1 pour justifier des réductions de livraison.

À noter qu'avant même la décision sur ces sanctions, les importations de charbon et de pétrole avaient baissé en raison des réticences des acheteurs et transporteurs compte tenu des sanctions. Ainsi le prix du pétrole brut qualité Oural a baissé de 30 %. Mais les marchés du charbon et du pétrole sont assez profonds pour permettre aux consommateurs européens de trouver des approvisionnements alternatifs.

Mais aussi la Russie réoriente ses exportations notamment vers la Chine et l'Inde.

En revanche, il n'en est pas de même pour le gaz et l'embargo gazier russe est un défi majeur pour l'Europe. En effet, il n'y a actuellement aucune solution de remplacement immédiate si les importations de gaz russe devaient cesser. La rigidité du marché du gaz ne permet pas à la Russie de trouver à court-moyen terme des débouchés de substitution. Dans ce cas, on joue à la roulette russe, mais la balle tuera les deux protagonistes.

Des tensions durables

La crise énergétique de 2021 et l'invasion de l'Ukraine créent un contexte de tension durable dans le secteur de l'énergie.

Le charbon

En 2021, la consommation de charbon a rebondi avec une croissance de 6 %. Ce rebond est dû à une reprise économique rapide, à des événements climatiques et aux prix élevés du gaz. En plus des fondamentaux du marché, les interventions de la Chine sur son marché domestique contribuent à la flambée des prix. La Chine, l'Inde, les États-Unis et l'Europe sont responsables de cette croissance. À noter que certains pays européens, notamment l'Allemagne, envisagent de revenir sur le calendrier de sortie du charbon dans le cadre de l'embargo russe.

La flambée des prix est particulièrement rapide. Elle a été amplifiée par de multiples phénomènes : tension en Chine et Inde, prix élevés du gaz, embargo sur le charbon australien, interruption des productions dans certains pays exportateurs...

À court terme, les tensions sur le marché devraient perdurer. Par contre, le marché devrait se détendre progressivement compte tenu des transitions en cours dans de nombreux pays : Europe, États-Unis, Chine, Inde, Asie du Sud-Est. Le déclin du charbon devrait se poursuivre, mais le marché restera volatil.

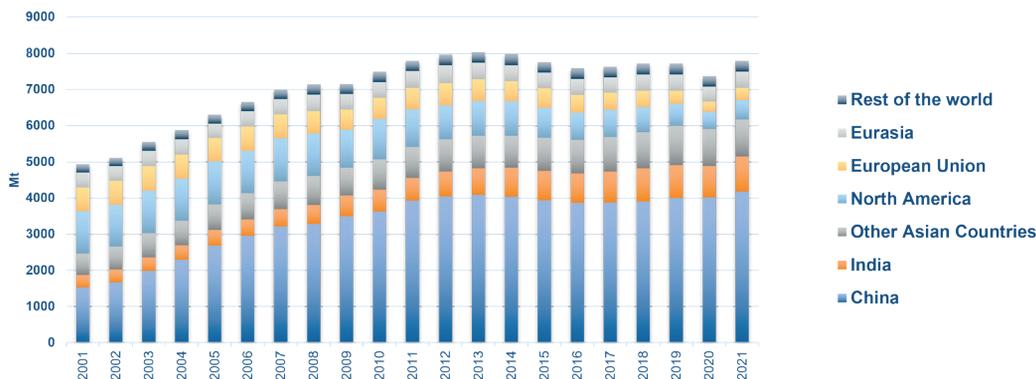


Figure 2. Consommation mondiale de charbon

Sources : BP, AIE, EIA, India and Russia Ministry

À moyen terme, on devrait rester cependant à des niveaux supérieurs à ceux qu'on a connus ces dernières années.

Le pétrole

Le marché va connaître une tension croissante dans les toutes prochaines années, non par une absence de ressources, mais à cause d'une insuffisance des investissements qui ne permettront pas de compenser le déclin naturel des gisements existants alors que la demande mondiale continue toujours de croître. Les investissements mondiaux en exploration-production d'hydrocarbures ont été divisés par deux depuis 2014. Les majors européennes vont continuer à réduire leurs investissements dans l'exploration-production d'hydrocarbures tandis que les entreprises nationales chercheront à augmenter leur production. Il s'ensuit une montée en puissance du contrôle du marché pétrolier par les pays producteurs, dont la Russie, avec les enjeux géopolitiques liés. La hausse des prix du pétrole devrait se poursuivre dans un contexte de choc pétrolier rampant à l'image de ce qu'on a connu il y a quinze ans. On ne peut pas exclure non plus un choc plus violent lié au contexte géopolitique au Moyen-Orient ou en Ukraine. Un tel choc provoquerait une crise économique mondiale comparable aux chocs pétroliers de 1973 et 1979, avec une instabilité croissante, des tensions sociales et un retour accru de l'inflation.

L'OPEP+ a repris en main le marché pétrolier. Depuis l'accord historique du 12 avril 2020, le consensus des pays de l'OPEP+ s'est maintenu. Des augmentations réduites des quotas de production ont été décidées. L'augmentation réelle de la production est limitée par des contraintes techniques et politiques dans plusieurs pays : Venezuela, Iran, Libye, Nigéria...

Si l'OPEP+ poursuit sa politique et respecte ses engagements, sa capacité de production disponible devrait baisser à environ 5,2 Mb/j (millions de barils par jour) fin 2022. L'essentiel de cette capacité est localisé en Arabie saoudite et dans les Émirats avec 3,3 M/j. La Russie joue pleinement le jeu de l'OPEP+ pour contrôler le marché et maintenir des prix élevés. La position de l'Arabie saoudite sera déterminante. Mais celle-ci devra arbitrer entre son amitié de longue date avec les États-Unis et la montée en puissance de la Russie (et de la Chine) au Moyen-Orient alors même que les États-Unis réduisent leur engagement dans la région. Il est significatif que les démarches prises fin 2021 par l'administration américaine vis-à-vis des pays producteurs afin d'augmenter leur production n'aient eu aucun effet. L'OPEP+ semble donc avoir repris un certain contrôle du marché. Pour faire face à cette tension, l'AIE a décidé de libérer des stocks stratégiques. L'impact est cependant limité.

Le retour de la géopolitique

Cette situation tendue conduit les États-Unis à envisager une sortie de l'embargo vis-à-vis du Venezuela et de l'Iran. Cependant, on constate à ce jour peu de progrès.

La relance de la production américaine est mise en avant pour rétablir l'équilibre du marché. Aujourd'hui, l'industrie du pétrole de schiste, déjà touchée par la baisse des prix de 2014, est sinistrée en raison de la chute des prix de 2020. Les faillites se sont comptées en dizaines parmi les producteurs indépendants et les sociétés de services parapétroliers. Au premier semestre 2020, on a assisté à une forte chute du nombre d'appareils de forage en activité, à des fermetures de puits et à une baisse de production de 2 Mb/j entre mars et mai 2020. La reprise depuis juillet 2020 est significative, mais nettement moins rapide que ce que l'on pouvait prévoir compte tenu de la sensibilité aux prix observés précédemment. Les acteurs sont donc plus prudents que lors de la phase de développement rapide, ils ont en général remplacé leurs objectifs de croissance en volume par des objectifs de rentabilité et de limitation des risques.

À moyen terme, les incertitudes sur le potentiel de production sont élevées. Ces incertitudes sont d'ordre géologique et technique :

les gisements sont de qualités très différentes. Elles sont également d'ordre économique, en lien avec le prix du pétrole et les conditions de financement. Elles sont aussi d'ordre politique : l'administration américaine sous la présidence de Donald Trump avait assoupli les réglementations environnementales, qui peuvent redevenir plus restrictives sous la présidence de Joe Biden. L'ensemble de ces incertitudes explique l'écart entre les valeurs des scénarios haut et bas de la production américaine de l'EIA, qui pour 2030-2035 vont de 13 à 27 Mb/j (liquides de gaz naturel inclus). Le scénario de référence table sur une croissance jusqu'en 2030 à 20 Mb/j (soit 14 Mb/j hors GNL), suivie d'un plateau puis d'un léger déclin.

Le gaz

Il faut rappeler d'abord le rôle important du gaz dans le mix énergétique de l'Europe. Il représente 44 % de la demande d'énergie pour l'Italie, 25 % pour l'Allemagne et l'Espagne. La dépendance est moins forte pour la France grâce au nucléaire.

L'Europe n'a actuellement aucune solution de remplacement immédiate si les importations de gaz russe devaient cesser. Le GNL est une option avancée par certains. Cependant,

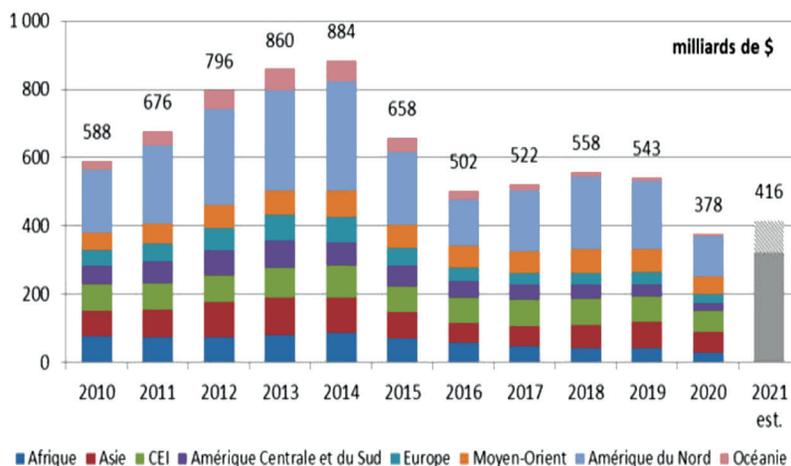


Figure 3. Investissements mondiaux en exploration-production (pétrole et gaz)

Source : IFPEN

les disponibilités ne sont pas à la hauteur des besoins. Le 1^{er} février dernier, le Qatar, en réponse à une demande pressante de Joe Biden d'aider l'Europe, avait expliqué qu'il ne pourrait pas compenser à lui seul un volume d'approvisionnement qui se compte en centaines de milliards de mètres cubes par an. Pour renforcer les importations de gaz américain, il faudrait construire en Europe de nombreux terminaux de regazéification, ce qui prendrait au minimum 2 à 3 ans.

Une solution envisageable serait de faire fonctionner la solidarité entre consommateurs de GNL mondiaux, comme cela a été le cas après l'accident de Fukushima. Mais même si cette solidarité fonctionnait à plein, elle serait insuffisante pour compenser le gaz russe. Le remplissage des stockages pour l'hiver prochain est un défi majeur.

L'AIE a présenté un scénario de réduction des approvisionnements russes de 30 %. Outre les efforts d'efficacité énergétique, le scénario repose sur l'hypothèse optimiste d'un accroissement important des importations européennes de GNL et une croissance de la production intérieure. Si l'on prend en compte l'évolution de la demande en provenance d'autres régions, l'équilibre du marché nécessite une croissance

forte des approvisionnements en provenance en particulier des États-Unis.

Certes, de nouveaux projets de production de GNL ont été lancés ces dernières années pour faire face à une croissance forte de la demande. La demande supplémentaire de l'Europe réduira les disponibilités. À court terme, il y a des risques de tensions dues à une insuffisance des investissements dans de nouveaux projets.

La production de biométhane connaît en Europe un regain d'intérêt dans le contexte actuel de prix élevé du gaz et des préoccupations de sécurité des approvisionnements. Depuis 2015, le nombre d'unités en Europe a doublé ainsi que la production qui atteint aujourd'hui 3 milliards de m³. Le biométhane est un enjeu important du plan de la Commission européenne REPowerEU. Un objectif de production de 35 milliards de m³ est fixé pour 2030. Cela imposera des investissements considérables de l'ordre de 80 milliards d'euros. On doit cependant s'interroger sur l'ampleur des ressources qui pourront être mobilisées.

Bien entendu, les enjeux sur le marché gazier européen posent la question du *market design*. Comment assurer la sécurité d'approvisionnement tout en préservant la concurrence

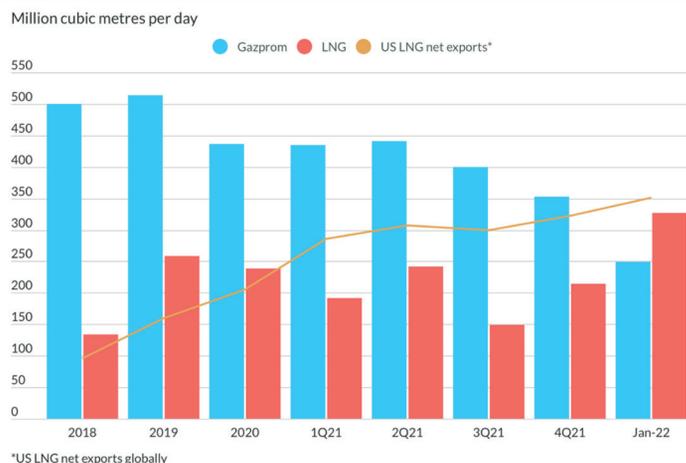


Figure 4. Approvisionnement gazier européen Russie/États-Unis

Source : Fitch Ratings Bloomberg Gazprom

Le retour de la géopolitique

sur le marché? Les discussions commencent à peine. Le renouvellement de contrats à long terme est un enjeu majeur. Il est vraisemblable que les débats seront longs.

Compte tenu des incertitudes géopolitiques actuelles, il est difficile de prévoir les perspectives de prix du gaz en particulier en Europe. Ceux-ci ont augmenté de 280 % en 2021 et devraient encore croître de 80 % en 2022. *A contrario* le prix du gaz aux États-Unis n'a que faiblement augmenté : ceci constitue un avantage compétitif majeur pour l'économie américaine.

Les incertitudes sont nombreuses. On peut donc s'attendre à des prix qui restent durablement élevés dans un marché volatil.

L'électricité

Comme on l'a vu, le marché électrique européen a été fortement impacté par la flambée des prix du charbon, du gaz et de l'ETS. Les problèmes de disponibilité du nucléaire en France ont contribué aussi à la tension sur les

marchés. Depuis quelques mois, la France est devenue importatrice nette.

Cette tension sur le marché européen devrait se renforcer dans les années à venir. Le secteur électrique européen va connaître une baisse structurelle de la flexibilité du réseau. Ceci est dû à l'augmentation de la part des énergies renouvelables qui sont intermittentes et n'offrent pas l'inertie qui contribue à la stabilité du réseau. Par ailleurs, des fermetures vont intervenir dans les années à venir avec le déclassement prochain de centrales thermiques, nucléaires ou charbon, en Allemagne.

La crise ukrainienne a cependant conduit la Belgique à retarder la fermeture de ses centrales nucléaires. Par ailleurs, plusieurs pays ont décidé de retarder la fermeture de centrales charbon.

Le gaz continuera à jouer un rôle clé pour assurer la sécurité d'approvisionnement électrique en Europe comme aux États-Unis. Malgré une baisse anticipée de la demande de gaz et de la capacité installée, l'appel au gaz naturel

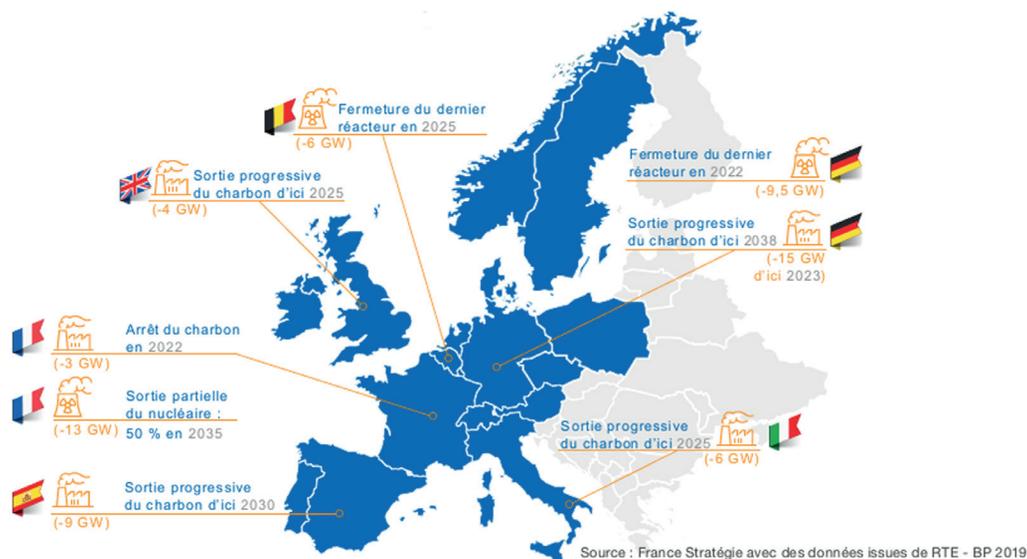


Figure 5. Principaux objectifs de déclassement en Europe
Source : France Stratégie avec des données issues de RTE – BP 2019

devrait croître pour assurer l'approvisionnement en pointe.

La flexibilité du réseau est devenue un enjeu majeur en Europe comme dans le reste du monde. La variabilité de la demande et de l'offre non pilotable impose un ajustement horaire croissant. D'ici 2040, les besoins de flexibilité vont doubler dans toutes les régions du monde.

Divers dispositifs de flexibilité ont permis jusqu'à présent de faire face aux besoins dans les principaux pays européens. Les centrales thermiques et l'hydraulique assurent l'essentiel des moyens de flexibilité. Cependant demain, il sera nécessaire de mobiliser toutes les sources possibles compte tenu de la baisse de la part de marché du thermique. Les black-out qui sont intervenus en Grande-Bretagne ou au Texas sont un signal avant-coureur de la fragilité croissante du secteur.

La France n'est malheureusement pas épargnée par ce défi. Rappelons-nous que le 4 avril 2022 à 8h du matin, RTE a été amené à mobiliser l'ensemble des disponibilités de flexibilité dans un contexte de pointe de froid et de faible disponibilité du nucléaire. Les prix ont flambé jusqu'à 2900 €/MWh.

Assurer la flexibilité du réseau nécessitera de réformer en profondeur la régulation afin de permettre les investissements indispensables au niveau de la production, des réseaux, du stockage et de la réponse de la demande. Comment préserver les avantages d'un marché court terme avec les impératifs de donner des signaux de prix qui permettront aux acteurs d'investir à long terme? Diverses solutions sont envisagées : instauration d'un prix plafond, achats groupés des importateurs, enchères dites à la hollandaise, contrats à long terme, mise en place d'un acheteur central... En outre, en France, il est nécessaire de mettre en place un mécanisme qui succèdera à l'ARENH et d'assurer le financement du nouveau nucléaire. Les décisions risquent d'être difficiles et longues à prendre.

Les perspectives de prix de l'électricité sont aussi incertaines que pour le gaz. Après un triplement du prix en 2021, le prix devrait encore doubler en 2022. Dans le cas de l'électricité, les incertitudes sont aussi majeures. Les dernières cotations à terme sur le marché atteignent 300 €/MWh en 2023 et 218 €/MWh en 2024!

On peut donc s'attendre à des prix qui restent durablement élevés dans un marché volatil tant que les réformes majeures que je viens de rap-peler ne seront pas mises en œuvre.

La transition énergétique

Depuis 20 ans, le paysage énergétique s'est complexifié. Au début des années 2000, le développement du gaz et la libéralisation des marchés étaient au centre des débats. La sécurité des approvisionnements pétroliers et gaziers et le développement des énergies renouvelables ont émergé ensuite. L'Accord de Paris a mis le défi climatique au centre des débats. Aujourd'hui, le paysage est encore plus complexifié par les engagements d'émissions nulles à terme et par les conséquences de la crise énergétique et géopolitique sur la sécurité d'approvisionnement. Concilier tous ces objectifs représente un défi majeur.

2021 a été marquée par la COP26 de Glasgow dont le bilan est mitigé. Malheureusement, plusieurs acteurs majeurs étaient absents. Le consensus est toujours difficile à atteindre avec des négociateurs de plus en plus militants. La société civile émerge de plus en plus dans les négociations. À noter une attention croissante portée à la jeunesse. *In fine* la COP a débouché sur un texte affaibli à l'ambition floue, à l'exception de l'accord sur les émissions de méthane.

Le secteur de la mobilité retient une attention croissante dans les débats climatiques. Le secteur automobile a été frappé en 2021 par les pénuries de biens intermédiaires (semi-conducteurs) et par les difficultés du transport maritime et des approvisionnements en métaux. On a constaté une légère reprise du marché

Le retour de la géopolitique

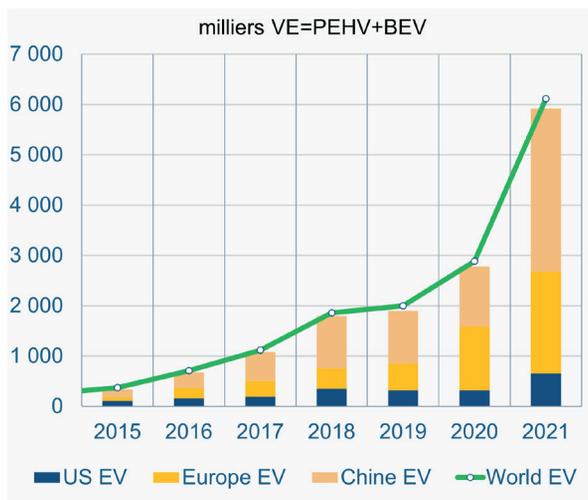


Figure 6. Vente de véhicules électriques

Source : IFPEN

automobile mondial en 2021 (+4,6 %) mais en retrait de 10 % par rapport au niveau de 2019. Dans ce contexte morose, 2021 a été marquée par des ventes records de véhicules électriques qui ont doublé par rapport à 2020. Les ventes de véhicules électriques (BEV — véhicules électriques à batterie et PHEV — véhicules hybrides rechargeables) ont atteint 6 millions de véhicules soit 7,5 % des ventes de véhicules particuliers dans monde. La part de marché des véhicules électriques atteint même 18 % des ventes en Europe.

À noter cependant que les ventes de SUV (*Sport Utility Vehicle*) continuent à progresser dans les principaux marchés. Cette croissance depuis 10 ans va clairement à l'encontre des efforts de réduction des émissions.

2021 a été marquée par une croissance remarquable des projets d'éolien *offshore*. Ainsi, en 2030, le parc installé devrait atteindre d'après Bloomberg près de 30 GW.

Depuis quelques années, l'hydrogène fait l'objet d'une attention croissante de la plupart des pays. On a constaté en 2021 une forte dynamique des projets d'hydrogène vert mais aussi d'hydrogène bleu. Ainsi, les projets actuels

d'hydrogène propre couvrent 75 % des objectifs 2030 des objectifs du scénario APS de l'AIE.

La scène énergétique mondiale s'est dégradée fortement ces deux dernières années. La géopolitique a fait un retour en force. Les prix se sont envolés. Les préoccupations de sécurité d'approvisionnement reviennent au centre des débats. C'est en particulier le cas pour l'Europe. La coopération entre l'Europe et la Russie qui a prévalu ces 50 dernières années est rompue. Il est impératif de revoir en profondeur la politique énergétique et l'organisation des marchés dans le contexte de la transition énergétique. C'est une tâche douloureuse de longue haleine.

BIOGRAPHIE

Diplômé de l'École Polytechnique et ingénieur des Mines, **OLIVIER APPERT** a occupé des fonctions de direction dans des administrations et des entreprises, essentiellement dans le domaine de l'énergie et de la technologie, et aussi à l'AIE de 1999 à 2003. De 2003 à 2015, il a été président-directeur général de IFP Energies Nouvelles. Il a présidé le Conseil Français de l'Énergie de 2010 à 2018 et est aujourd'hui conseiller du centre énergie de l'IFRI et membre de l'Académie des technologies.