

Un monde énergétique incertain

Olivier Appert

@ 40721

Le titre du livre d'Amélie Nothomb résume bien le contexte énergétique actuel : «stupeur et tremblements».

- Stupeur en 2018, liée à l'arrivée à la Maison-Blanche de Donald Trump, marquant un retournement des États-Unis sur de multiples sujets : multilatéralisme, Iran, Moyen-Orient, Corée, Chine, changement climatique... Stupeur aussi devant la montée des populismes partout dans le monde.

- Les craintes sont nombreuses pour le court et moyen terme. Au plan économique d'abord : ralentissement économique, conflit commercial Chine/États-Unis. Au plan géopolitique ensuite : déstabilisation croissante au Moyen-Orient, conflit Russie/Ukraine, impact du Brexit, redéfinition de l'Europe...

Tous ces éléments ont bien entendu un impact majeur sur le secteur énergétique.

Il convient de replacer l'analyse des diverses sources d'énergie dans le contexte des fondamentaux économiques et énergétiques. Les dernières prévisions économiques du FMI dessinent un contexte économique morose. Tous les indicateurs baissent, tant pour le commerce mondial que la production industrielle.

Dans son dernier rapport, l'Agence Internationale de l'Énergie dessine des perspectives contrastées à échéance 2040. La consommation d'énergie mondiale continue à croître et on constate une électrification croissante du système énergétique. Les énergies renouvelables connaissent une croissance forte dans toutes les régions, en particulier le solaire et l'éolien. Le nucléaire connaît des perspectives contrastées en fonction des pays. Parmi les énergies

fossiles, le gaz connaît la plus forte croissance. La demande de pétrole croît faiblement : elle décroît même dans les pays industrialisés. La consommation de charbon se stabilise. Il s'ensuit une poursuite de la croissance des émissions de CO₂ dans un scénario médian. Le respect des engagements de la COP21 impose d'accélérer les efforts en faveur de la transition énergétique.

La nouvelle géopolitique de l'énergie se confirme. En 2000, l'Europe et les États-Unis représentaient 40 % de la consommation énergétique totale et l'Asie 20 %. La Chine a dépassé l'Europe en 2005 et les États-Unis en 2009. L'Inde prend le relais et dépasse l'Europe en 2028. En 2040, la situation est inversée par rapport à 2000.

Le charbon, l'éléphant dans la salle que personne ne voit

En Europe, on a l'impression que le charbon est une énergie du passé qui va disparaître très prochainement. Il n'en est rien et le charbon résiste, essentiellement en Asie, et en particulier en Chine, qui joue un rôle central sur le marché charbonnier. Après l'effondrement des prix mondiaux du charbon au début de la décennie, la Chine a repris le contrôle du marché en 2016 et les prix se sont maintenus depuis 2 ou 3 ans. Ils ont baissé récemment suite à la politique chinoise à l'encontre du charbon australien qui peine en conséquence à trouver des clients.

En 2017, plus de 50 % du charbon a été consommé en Chine. Les dernières prévisions

confirment le rôle dominant à long terme de la Chine sur ce marché. Une politique résolue de lutte contre la pollution locale a permis de réduire la part du charbon dans le mix énergétique chinois de 71 % en 2011 à 58 % en 2018. Mais, d'après l'AIE, la consommation de charbon ne va baisser que faiblement à échéance 2040. Le relais sera pris par l'Inde dont la consommation de charbon a crû en 2018 de 8 %.

Ainsi, en 2040, la Chine représentera 44 % de la consommation mondiale de charbon et l'Inde 23 %. En Europe, la consommation de charbon poursuit sa baisse structurelle. La production de lignite reste cependant à un niveau élevé. Après de nombreux attermoissements, l'Allemagne vient de décider un plan de sortie du charbon. D'ici 2022, 12,5 GW devraient être fermés et 13 GW supplémentaires d'ici 2030. La fermeture définitive n'interviendra qu'en 2038. Par contre, aucune perspective de fermeture n'existe pour la Pologne ou les pays d'Europe centrale.

Un marché pétrolier volatil à court terme et moyen terme

La demande de pétrole va continuer à croître à long terme. Elle sera tirée par la pétrochimie et par le transport de marchandises. Par contre, la croissance de la demande pour le transport individuel dans les pays en développement sera compensée par une baisse équivalente dans les pays développés. Globalement, la demande pétrolière des pays de l'OCDE plafonne.

Côté offre, le marché reste toujours dominé par la production américaine qui confirme sa croissance depuis 2016. Année après année, la production réelle dépasse les anticipations. Les États-Unis confirment leur rang de premier producteur mondial. Les vicissitudes de la politique américaine vis-à-vis de l'Iran perturbent le marché. Contre toute attente, l'administration américaine a accordé en novembre 2018 à certains pays des dérogations pour 6 mois à l'embargo vis-à-vis de l'Iran. Pour éviter un

effondrement des prix, le 7 décembre, l'OPEP réagit en réduisant sa production de 1,2 Mb/j. Les prix se redressent.

L'annonce par Trump du non-renouvellement des dérogations accordées a enflammé le marché. L'évolution de la production iranienne reste incertaine. Les pays ayant bénéficié des dérogations vont-ils se plier à la décision américaine? Ce n'est pas sûr. D'ores et déjà, la Chine, la Turquie et l'Inde ont annoncé leur décision de poursuivre les importations. La montée des tensions ces derniers mois autour du détroit d'Ormuz crée de nouvelles incertitudes : attaques contre des pétroliers et contre des installations pétrolières en Arabie saoudite, destructions de drones... L'impact sur le marché et donc sur les prix dépend des décisions de l'OPEP et en particulier de l'Arabie saoudite et de la Russie. Ces pays ne sont pas disposés aujourd'hui à augmenter leur production comme ils l'ont fait début 2018 en réponse aux sollicitations de Trump.

Pour 2019, la demande devrait croître de 1,1 mbd, en baisse par rapport aux précédentes projections. Pour 2020, la demande devrait se situer à 1,3 mbd. Cependant, la poursuite du conflit commercial entre la Chine et les États-Unis crée des incertitudes sur la croissance économique mondiale et donc sur la demande pétrolière. Ainsi, les dernières statistiques mondiales pour le mois de juillet confirment l'impact de ce conflit commercial sur la production industrielle mondiale en très faible croissance à + 0,9 %, à comparer à 3 %, il y a un an.

L'offre devrait rester stable suite à la décision de Vienne. La baisse de production est respectée à 94 % par les pays de l'OPEP. La production saoudienne se situe même à un niveau inférieur à ses engagements. Les pays non-OPEP respectent leurs engagements à plus de 50 %. La production du Venezuela s'effondre à 1,2 mbd et les productions de la Libye et du Nigéria restent incertaines. Dans ce contexte, le marché est rééquilibré, mais les incertitudes, tant sur l'offre que sur la demande, restent importantes.

Dans le contexte du conflit politico-médiatique entre les États-Unis, l'Iran et la Chine, tout peut arriver. Un choc pétrolier suite à un blocage du détroit d'Ormuz dont l'Iran brandit la menace. Ou au contraire une hausse de la production OPEP imposée par les États-Unis pour éviter une flambée des prix de l'essence aux États-Unis dans un contexte préélectoral, ou une baisse de la demande mondiale liée au conflit commercial entre les États-Unis et la Chine.

À moyen terme, le marché devrait rester tendu. En effet, l'AIE estime que la demande devrait continuer à croître à un rythme de 1 à 1,5 Mb/j par an. La production des gisements existants devrait diminuer par déplétion naturelle. La production des gisements nouveaux ne compensera pas le *gap* : ceci est la conséquence de la baisse des investissements des compagnies pétrolières en réaction à la chute des prix du pétrole en 2014. L'équilibre du marché dépendra donc de la croissance de la production américaine. Même si depuis 2016 celle-ci a cru d'environ 1 Mb/j tous les ans, certains experts s'interrogent sur la possibilité pour les États-Unis de continuer à augmenter leur production à un tel niveau. Ils soulignent la croissance des coûts de production, l'émergence de goulots d'étranglement mais aussi l'incertitude du *business model* : en effet, pour de nombreux opérateurs, la production de LTO consomme toujours du cash.

Un marché du gaz en Europe soumis à des enjeux géopolitiques

Après deux années de hausse, les prix du gaz sont à la baisse. Aux États-Unis, le prix *forward* en 2019 fluctue entre 2,8 et 3 \$/Mbtu, ce qui représente une baisse d'environ 10 % par rapport à la moyenne de 2018. En Europe, le prix sur le NBP devrait fluctuer entre 5,9 et 7,5 Mbtu sur la base d'un prix du pétrole de 60 \$/b, soit en moyenne une baisse d'environ 15 % par rapport à 2018. Avec un prix du pétrole de 80 \$/b, le prix devrait être stable par rapport à l'année dernière.

L'année 2019 sera marquée par le conflit entre la Russie et les États-Unis sur le marché européen. En 2018, les États-Unis ont confirmé leur ambition sur le marché du GNL grâce à des ressources considérables de *shale gas*. D'ici 2025, les États-Unis ont l'ambition de devenir le plus grand producteur de GNL mondial.

La production intérieure de l'Europe continue sa baisse inexorable et ne représente plus que 46 % de la consommation. Les approvisionnements en GNL ont augmenté ces deux dernières années, mais restent inférieurs de 4 points aux niveaux de 2011. La part de marché de la Russie continue à croître : elle a atteint 37 %, soit dix points de plus qu'en 2011.

C'est dans ce contexte que s'inscrit la concurrence entre le gaz russe et le GNL américain sur le marché européen. Malgré la faiblesse du prix sur le Henry Hub, le coût marginal court terme du GNL américain rendu en Europe reste supérieur au coût marginal du gaz russe.

Les États-Unis ont lancé une offensive pour contrer la finalisation de Nord Stream 2, le projet de transit du gaz russe via la mer Baltique. Le projet est bien avancé : à ce jour, 1 100 km de *pipeline* ont été construits dans les eaux finlandaises, suédoises et allemandes. Mais le passage dans les eaux danoises fait l'objet de contentieux, ce qui peut retarder le projet. Afin de calmer l'opposition américaine, Angela Merkel a décidé d'apporter son soutien à un projet de terminal GNL en Allemagne pour importer du gaz américain. 2019 sera une année charnière pour l'approvisionnement gazier de l'Europe. Nord Stream 2 devrait être mis en service en fin d'année. On peut anticiper cependant des retards liés à l'opposition danoise et aussi à la mise en œuvre de la dernière directive sur le transit gazier.

L'incertitude majeure réside dans le renouvellement au 1^{er} janvier 2020 du contrat de transit gazier via l'Ukraine. Les discussions sont au point mort dans un contexte très tendu entre la Russie et l'Ukraine. Le contexte politique interne en Ukraine ne facilite pas l'engagement

de négociations sérieuses. L'élection présidentielle a amené au pouvoir un président inexpérimenté. Après les élections législatives du 21 juillet, la situation politique interne reste incertaine. Cela laisse un temps très court pour finaliser une négociation délicate avec un enjeu politique et financier majeur.

On ne peut exclure qu'au 1^{er} janvier prochain, le gazoduc Nord Stream ne soit pas raccordé au réseau européen et qu'aucun accord ne soit trouvé sur le contrat de transit via l'Ukraine. Dans ce contexte, le taux de remplissage des stockages de gaz en Europe dans le courant de l'été est un enjeu critique.

N'oublions pas que sur le marché gazier la Chine va jouer à long terme un rôle majeur. Ainsi, d'après l'AIE, la demande gazière de la Chine devrait être multipliée par un facteur d'environ 4 d'ici 2040. À cette échéance, les importations de gaz de la Chine seront équivalentes à celles de l'Europe.

2018 a vu la confirmation de la croissance de la production de gaz renouvelable en Europe. Le nombre d'unités injectant du gaz sur le réseau a quasiment doublé. Plus de 700 GWh ont été injectés sur le réseau pour une capacité totale de 1,2 TWh. On recense plus de 600 projets pour une capacité totale d'injection de 14 TWh. Cependant, le coût de production reste élevé, à 95 €/MWh. L'Allemagne a une position de *leader* sur le marché européen. Cependant, une réglementation plus stricte crée une incertitude sur le devenir de cette filière dans ce pays (à noter son développement rapide en Italie et en Grande-Bretagne). Par contre, il existe un potentiel important inexploité dans de nombreux pays européens.

Les incertitudes sur le marché électrique européen représentent un enjeu stratégique pour les utilités

Le marché électrique européen a été marqué par une augmentation des prix. On pourrait considérer que c'est une bonne nouvelle. Mais en fait cette hausse s'explique par une hausse

des coûts : augmentation du prix du gaz en 2018, mais aussi un redressement du prix du CO₂. Le prix de l'ETS stagnait depuis plusieurs années à environ 10 €/T. Il est monté régulièrement jusqu'à atteindre 25 €/t, niveau auquel il se maintient. Il faut noter que le prix du CO₂ en Grande-Bretagne est quasiment deux fois plus élevé qu'en Europe continentale.

Sur le marché européen, le charbon reste compétitif pour la production d'électricité, malgré la croissance du coût du CO₂. La baisse récente du prix du gaz peut changer la donne, à condition que la baisse du prix du charbon ces derniers mois ne se poursuive pas.

Le développement des renouvelables représente un défi majeur pour le secteur électrique. D'après l'AIE, les renouvelables vont représenter 80 % de la croissance des capacités de production en Europe. L'essentiel de l'accroissement provient de renouvelables intermittents. Ceci implique de renforcer de façon importante les moyens de flexibilité du secteur électrique. Il existe de nombreuses options pour apporter de la flexibilité au système électrique, tant au niveau des consommateurs, des producteurs d'électricité que des distributeurs. À noter qu'aucun dispositif ne permet cependant de stockage au-delà de quelques jours.

À ce jour, l'essentiel de la flexibilité est fourni par les producteurs. Les stations de pompage (STEP), les interconnexions et la modulation de la demande ne fournissent que 10 % des besoins de flexibilité totaux. Les dispositifs de flexibilité permettent aujourd'hui de faire face aux besoins dans les principaux pays européens. Par contre, demain, il sera nécessaire de mobiliser toutes les sources possibles. Cela 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.

Les utilités européennes sont aussi confrontées à un défi lié au décalage croissant entre le prix sur le marché de gros et le coût de production. La part du coût de production couvert

par la vente d'électricité a décliné de 77 % en 2010 à environ 60 % en 2017. Cette tendance devrait se poursuivre dans les années à venir. Ce décalage croissant soulève la question de la possibilité d'attirer des investissements dans la production.

Une nouvelle dimension géopolitique de la transition énergétique

Dans le scénario central présenté par l'AIE l'an dernier, les émissions de CO₂ continuent à croître. L'AIE a développé un scénario permettant de respecter les engagements de l'accord de Paris. L'efficacité énergétique est appelée à jouer un rôle majeur. Les renouvelables contribueront à un tiers à la réduction des émissions de CO₂ par rapport au scénario tendanciel. À noter que le nucléaire et le CCUS sont aussi indispensables pour couvrir le *gap*.

2018 a été marquée par un recul significatif de l'engagement international. La dernière COP n'a pas apporté d'avancée notable. Par ailleurs, on constate une reprise de la croissance des émissions de CO₂ du secteur énergétique de 1,7 % après une baisse régulière ces dernières années. De même, après une forte expansion depuis 20 ans, le développement des renouvelables s'est tassé avec une augmentation de la capacité nette de 180 GW, comme en 2017. Ceci est dû en grande partie à un changement soudain en Chine vers des incitations en faveur du solaire.

2018 a vu l'émergence d'une nouvelle dimension de la géopolitique de l'énergie. Comme on a pu le voir, la géopolitique continue toujours à jouer un rôle majeur pour les énergies fossiles. Mais dans le contexte de la transition énergétique, des acteurs non étatiques (ONG, villes, organisations internationales, entreprises...) commencent à jouer un rôle croissant au côté des États. On a pris conscience aussi que le déploiement des énergies renouvelables présente des défis géopolitiques d'un type nouveau. Ces énergies nécessitent en effet la mobilisation croissante de ressources importantes de métaux dits critiques. La géopolitique

des énergies de la transition énergétique est liée à l'accessibilité et au prix des ressources de nombreuses matières premières, telles que les terres rares, le cobalt, mais aussi le cuivre. Là aussi, la Chine joue un rôle clé. Elle représente 80 % de la production des terres rares. 64 % du cobalt consommé dans le monde est produit en République démocratique du Congo; mais les entreprises chinoises contrôlent la moitié de la production de ce pays et 52 % du cobalt est raffiné en Chine.

La Chine sera le grand bénéficiaire de cette explosion des renouvelables. Les entreprises chinoises ont acquis en quelques années seulement une position quasi monopolistique dans la production de panneaux solaires. Elles montent en puissance dans le domaine de l'éolien et des batteries. Tant sur le plan des ressources que des technologies, la Chine dispose d'une position monopolistique qui ne peut qu'inquiéter.

Ainsi, pour conclure en paraphrasant Amélie Nothomb, après les interrogations de l'année dernière, l'année 2019 s'annonce pleine de défis. Il ne me reste plus qu'à espérer que les faits me donneront tort.