

L'Algérie et la nouvelle donne gazière mondiale

Sadek Boussena

Conférence au Club Energy d'Alger

Alger, le 2 décembre 2023

Deux crises, l'une sanitaire, le Covid-19 et l'autre géopolitique, le conflit Russie-Ukraine, ont sérieusement bousculé le monde de l'énergie. Si la première a mis le pétrole en exergue, le gaz naturel a été la vedette de la seconde... 2022 aura été l'année la plus perturbante de l'histoire du marché gazier international.

Certes, les enjeux gaziers sont secondaires au regard d'autres risques comme celui d'une possible conflagration consécutive aux conflits en cours ou d'une grave crise économique mondiale mais, en même temps, un exportateur principal de gaz naturel comme l'Algérie doit rester en veille stratégique pour ce qui concerne les développements possibles d'un marché qui le concerne au premier chef.

C'est le cas, par exemple, avec la guerre en Ukraine spécialement où l'on a connu des événements gaziers impensables auparavant. Ainsi, subitement, l'Europe remplace le gaz russe dont elle dépend très fortement par du GNL américain issu du gaz de schiste. Puis, elle décide d'une « sortie rapide » du gaz » pour des raisons climatiques. On saborde, anonymement et apparemment dans l'impunité, les gazoducs stratégiques Nord Stream 1 & 2 alimentant l'Europe. On commence à payer du gaz en rouble ou en yuan au lieu du roi-dollar, etc. Peut-on imaginer que tout cela se déroule - s'attaquer à 20 % des exportation mondiales que représentait le gaz russe - sans ébranler l'ensemble du système ?

Il est évident que cela entrainera des conséquences sur les circuits de commercialisation, les prix, les contrats sans compter l'impact sur la transition énergétique et la géopolitique mondiale.

Je vous propose de commenter quelques-unes des dynamiques en cours sur ce marché qui pourraient impacter la stratégie gazière de l'Algérie.

1. Le marché gazier international est très sensible aux développements économiques et géopolitiques.

- **D'abord la demande serait menacée en cas de ralentissement de l'économie mondiale**, ou d'une crise financière encore possible du fait des abus des politiques de facilités monétaires (QI) des pays occidentaux.
- **Le risque de découplage économique Etats-Unis-Chine** avec toutes ses conséquences, dont possiblement une « démondialisation » et une fragmentation des marchés.
- **La « révolution » du schiste aux États-Unis** et ses conséquences dans le monde.
- **Le poids croissant de l'Asie** et surtout de la Chine dans le marché gazier international.
- **« L'agacement »** croissant du Reste du Monde contre les « privilèges exorbitants » du dollar US.

- **L'impasse prévisible des négociations « climatiques »** à propos de la place des hydrocarbures et les difficultés de financement de la transition énergétique alors que les émissions de CO2 continuent de croître.
- **La financiarisation des marchés du gaz** et son rôle croissant dans la formation des prix.
- **La reconfiguration géopolitique mondiale** avec la guerre en Ukraine, les tensions Chine-Etats-Unis (Taiwan), le conflit israélo-palestinien et les autres conflits (Yémen, Syrie, Libye, Soudan, Congo) dont certains ont un lien avec les enjeux énergétiques.
- **L'élargissement des BRICS**, l'accord Iran/Arabie Saoudite.
- Les risques (pour l'heure, peu probables) d'une aggravation du conflit au Moyen Orient, centre névralgique des hydrocarbures, si l'Iran est impliqué ou si les pays arabes, comme en 1973, décident d'un embargo pétrolier pour soutenir la Palestine.
- Les conséquences indirectes de l'attaque du Hamas du 7 octobre 2023 sur la solution moyen-orientale pour remplacer le pétrole et le gaz russe sous boycott notamment par le blocage de la « normalisation » entre l'Arabie Saoudite et Israël qui retarde le projet de corridor économique IMEC, une alternative à la « route de la soie » de la Chine (et au Canal de Suez ?) reliant l'Inde à l'Arabie Saoudite, les Émirats Arabes Unis, la Jordanie, Israël et l'Union européenne.

2. La guerre en Ukraine va marquer le marché gazier international.

Cette crise rappelle la vulnérabilité des exportateurs. En Occident, lorsqu'on parle de sécurité énergétique, on fait strictement référence à celle des approvisionnements, alors que l'expérience montre que les exportateurs aussi y sont confrontés. D'autant que le gaz naturel n'a pas de « marché captif ». L'Algérie, comme d'autres exportateurs, pourrait, elle aussi être interpellée par la question de la sécurité de ses débouchés du fait, par exemple, d'une crise géopolitique où elle serait impliquée (embargos, gel des recettes...) ou voir ses recettes chuter en cas de crise économique internationale ou régionale (chute des prix, baisse de la valeur du dollar, crise bancaire, etc.).

Malgré tous ses efforts d'évitement, la Russie a vu ses ventes de gaz à l'Europe se retrouver au milieu de ses contentieux puis de son conflit avec l'Ukraine.

- **Sanctions, embargo et gel des recettes.** Suite à l'invasion russe de l'Ukraine le 24 février 2022, l'OTAN, l'Union Européenne et le G7 adoptent des sanctions notamment contre les hydrocarbures russes, avec un boycott du pétrole, le gel des recettes déposées dans les banques occidentales et l'exclusion du système international de paiements SWIFT¹.
- **Le sabotage des gazoducs Nord Stream** a permis, sans embargo formel, de réduire l'essentiel des flux en provenance de la Russie. Exportateurs et importateurs assistent médusés à ce grave précédent qui marquera, sans doute, les esprits dans le business gazier international².
- **La rupture des contrats d'achat de gaz.** Ce sont formellement plutôt des prétextes techniques qui seront évoqués pour justifier les perturbations des échanges. Les compagnies concernées ont évité de casser unilatéralement les contrats pour prévenir d'éventuels contentieux juridiques post-conflit.

Quelles leçons pour d'autres exportateurs ? Des sanctions contre la Russie, une grande puissance nucléaire, avec droit de veto au conseil de sécurité de l'ONU et le plus grand

¹ SWIFT: Society for Worldwide Interbank Financial Telecommunication.

² Boussena, S. (2023). « Etats-Unis contre Russie, un duel gazier vieux de six décennies ». *Le Monde Diplomatique, Manière de Voir*, n°189, Juin-Juillet.

exportateur de gaz naturel. Un événement inédit qui fait réfléchir les autres exportateurs moins puissants. Quelles leçons en tirer :

- On peut réduire les importations du gaz sans recourir à un embargo formel et on peut substituer son plus gros fournisseur de gaz naturel.
- Pour des motifs politiques, les Européens (surtout l'Allemagne) ont accepté d'être pénalisés économiquement.
- Un échec de l'expérience pro-active de Gazprom sur le marché libéralisé européen : elle a perdu son plus gros débouché malgré sa politique d'accommodement en termes de prix, d'insertion dans le « marché unique » et ses relations stratégiques avec l'Allemagne.
- Le GNL américain a réussi à gagner le marché européen du GNL malgré ses coûts et sa source de gaz de schiste.
- Les garanties et la crédibilité des contrats à long terme de type TOP ont été mis à rude épreuve.
- On peut recourir à un sabotage de gazoducs Nord Stream en pleine mer Baltique si nécessaire.
- Le pivotement du gaz russe vers la Chine et les difficultés de son programme de GNL.

L'Europe, au centre de cette crise, est le principal débouché de son gaz naturel : l'Algérie doit analyser en détail cette situation pour en tirer les leçons qui vont des opportunités commerciales supplémentaires à la prévention contre les risques qui en découlent.

3. Une nouvelle donne gazière internationale ?

Coup de frein à la mondialisation néo-libérale du marché gazier. Alors que le marché gazier international s'acheminait, lui aussi, vers une mondialisation de type néo-libéral, ces crises pourraient en dévier le processus. La guerre en Ukraine, surtout, a montré les limites des mécanismes marchands qui s'appuient sur l'ouverture des marchés nationaux, la liberté des prix domestiques, la privatisation des monopoles publics, le développement des hubs et des marchés financiers où la spéculation est de règle. Ce modèle s'avère inefficace pour gérer la sécurité des transactions tant pour les importateurs que pour les exportateurs. La forte volatilité des prix, nuisible aux consommateurs, aux producteurs et aux investissements, en est une illustration. On est passé d'un prix très bas durant le Covid-19 à sa multiplication par dix au début de l'invasion de l'Ukraine.

« L'invitation » faite aux compagnies de se désengager du gaz russe, l'embargo sur le pétrole russe, la politique de plafonnement des prix et pour les Européens, des achats groupés de gaz et le blocage des tarifs domestiques constituent des interventions directes des gouvernements occidentaux en contradiction avec les positions défendues ces dernières décennies d'un fonctionnement libre des marchés énergétiques. Cette tendance interventionniste enclenchée lors de la crise du Covid-19, a été aggravée par les sanctions concernant les technologies, le retrait des compagnies, le gel des avoirs russes. De graves mesures qui marqueront les marchés dans l'avenir. Le néo-libéralisme sous-jacent à la mondialisation du marché gazier est interpellé par la crise actuelle. Au point où presque partout, l'on s'interroge sur la pertinence d'une poursuite des réformes.

Mais une plus grande internationalisation du marché grâce à l'intensification des échanges par gazoducs inter-frontaliers et surtout le développement rapide du GNL, celui des marchés spot et des hubs. Incertitude sur la demande, concurrence des marchés libres (près de 20% des

transactions) dont les prix vont de plus en plus influencer les contrats de long terme, croissance de la participation de traders, de nouveaux gros clients industriels qui s'approvisionnent directement sur le marché international, spéculation et donc plus forte volatilité du spot, arbitrages croissants entre les marchés, cette nouvelle donne gazière oblige les acteurs gaziers à revoir leurs stratégies commerciales.

Regain d'intérêt pour les contrats à long terme³. Avec la lutte contre le réchauffement climatique et leurs craintes sur leurs débouchés après le conflit en Ukraine, les exportateurs cherchent à prolonger la durée des contrats et certains importateurs font aussi de même. On signe ainsi de gros contrats avec des durées de 27 ans (Qatar, Chine, Shell, Total, etc.). Ces contrats incluant notamment la fameuse clause Take Or Pay (TOP) resteront encore pendant un temps, la principale source de l'offre internationale (aujourd'hui 70 à 80%) malgré le développement des marchés libres. L'idée de rassurer le producteur et le consommateur contenue dans les contrats à long terme est loin d'être caduque. Défi climatique et risque d'obsolescence du gaz, question des débouchés face à une demande incertaine, forte volatilité des prix sont autant de facteurs qui maintiennent l'intérêt pour des transactions sécurisées. Remis en cause par les mouvements de libéralisation car jugés trop rigides pour la flexibilité des marchés, ils reviennent sur le devant de la scène face à la montée des tensions géopolitiques.

Privilégier les contrats de long terme. En les adaptant ? Deux éléments caractéristiques de ces CLT ont bien résisté à la libéralisation des marchés. Le premier concerne la garantie des volumes avec la clause de Take Or Pay (TOP) qui protège les deux parties contre les incertitudes de l'offre et de la demande. Le deuxième est relatif à la protection des variations nuisibles des prix grâce à la formule d'indexation. Ces deux clauses sont généralement maintenues dans les grands projets gaziers. Cela ne signifie pas qu'ils ne doivent pas s'adapter aux nouveaux développements du marché. Toutefois, l'évolution des marchés entraîne la nécessité d'adapter les contrats traditionnels au nouveau contexte international pour les rendre compatibles avec les régulations et les conditions concrètes d'un marché concurrentiel. Ainsi, selon les marchés et avec des plannings différenciés, certaines modifications plus ou moins importantes sont introduites, comme celles relatives à l'évolution des clauses relatives à la durée, aux obligations, à la flexibilité sur les enlèvements, à la destination finale, au Take Or Pay et aux formules d'indexation des prix. Un point des plus discutés est celui du choix des indices de la formule de prix : prix du pétrole versus ceux du gaz naturel. Les réponses sont différentes selon les régions, la nature des compagnies, etc. Aux Etats-Unis et en Europe, la tendance est d'utiliser les cotations des hubs gaziers mais certains acteurs préfèrent se référer au pétrole, d'autres combinent les deux références pour mieux se protéger. Par exemple, les compagnies opérant en Norvège sont assez vite passées à des formules de prix totalement indexées sur les hubs européens tandis que Gazprom (Russie) a mis plus de temps à se convertir et a finalement accepté une formule de prix partiellement basée sur les prix des hubs. L'Algérie et le Qatar ont été plus réticents avant, semble-t-il, d'intégrer, eux aussi, partiellement les cotations des hubs comme référence.

Avec les développements géopolitiques, l'émergence de nouvelles formes de transactions. On voit aussi émerger des contrats inspirés par les relations géostratégiques comme par exemple entre la Chine/Russie. Ou encore, la proposition américaine d'accords stratégiques pour conforter et sécuriser des chaînes d'approvisionnement (friendshoring). Est-ce à dire que ces échanges se feront sans références à des prix de marché ? Nous ne le pensons pas. La Chine

³ On entend ici par contrat à long terme (CLT), les contrats de longue durée (de 5 ans à 30 ans) ayant une clause de Take Or Pay (TOP).

continuera à rechercher l'approvisionnement le plus compétitif et la Russie la meilleure valorisation pour ses exportations et les exportateurs américains également. Mais ces nouvelles logiques d'échanges intègrent d'autres intérêts croisés. Elles pourraient se développer à d'autres zones confirmant la tendance au caractère hybride du marché gazier.

Faut-il s'en tenir strictement au caractère commercial des contrats ou intégrer parfois la qualité stratégique et la coopération entre Etats ? Une question qui peut interpeler l'Algérie.

Le marché spot atlantique, nouveau centre du commerce du GNL ? Aujourd'hui se dessinent trois pôles principaux d'échanges de GNL. Le premier qui va jouer un rôle dynamique, le pôle Nord Atlantique, un marché où se déroule une concurrence assez transparente entre deux marchés libéralisés de l'Europe et des Etats-Unis. Le deuxième couvrant des pays d'Asie du Nord, Japon, Corée du Sud, Chine, Taiwan, Philippines, qui pratique largement le commerce international mais avec des marchés domestiques plus ou moins protégés. Enfin, le troisième constitué par des acteurs plus diversifiés, appartenant à des pays aux préoccupations proches de celles du nouveau groupe élargi des BRICS+. Ce qui peut relier ces trois pôles et conduire à l'internationalisation plus poussée, ce sont les marchés spots.

Avec le basculement de l'Europe vers une position d'importateur majeur de GNL, le corridor Atlantique nord devient une place importante pour cette énergie. La plupart des gros exportateurs y ont déjà un bon accès. Mais aussi de multiples autres catégories d'acteurs tels les gros utilisateurs de gaz, les traders et les spéculateurs sur les marchés financiers. Dans un contexte d'offre tendue, la compétition entre l'Europe et l'Asie va s'exacerber et facilitera les arbitrages entre les deux grandes places (européenne et asiatique) entraînant une tendance à un alignement des prix.

Une volatilité croissante des prix devenue problématique. Depuis le covid-19, on a vu les prix spot sur la bourse gazière du TTF européen⁴ d'abord fortement chuter (4 \$/Mbtu) pour remonter et atteindre un pic stratosphérique (plus de 90 \$/Mbtu) en août 2022 avec les annonces de sanctions contre la Russie et enfin fluctuer entre 13-15 \$/Mbtu depuis octobre 2023. Cette volatilité des prix pourrait entraver le développement du secteur gazier. Des prix trop élevés nuisent à son développement notamment dans les pays émergents. Des prix trop bas entravent les investissements nécessaires à la croissance de l'offre. Comment traiter cette incertitude dans une ambiance où, comme en Europe, on pense déjà à l'utilisation des infrastructures gazières pour le transport du biométhane ou de l'hydrogène ? Concernant les investissements sur l'ensemble de la chaîne gazière, le risque est bien qu'ils se transforment en « actifs échoués ».

S'impliquer plus dans le marché spot ? Les épisodes de prix négatifs sur les marchés papier et la flambée des prix spot en été 2022 relance le besoin de réflexion concernant l'opportunité de s'impliquer plus fortement dans les marchés spot. Sonatrach est bien placée vis-à-vis du marché européen, surtout en Méditerranée, elle peut utiliser cet avantage et celui de son infrastructure flexible (gazoducs/GNL/méthaniers) pour profiter, le cas échéant, des pics de prix et d'opportunités d'arbitrage ? Faut-il réserver des quantités de gaz ou de GNL à cette fin ? Ou maintenir la couverture la plus large possible des exportations via des contrats à long terme ?

⁴ En fait, la tendance était déjà haussière depuis la fin 2021. Alors qu'en moyenne annuelle, le prix spot TTF était de 15,9 \$/Mbtu en 2021, une pointe journalière de 60 \$/Mbtu est enregistrée le 21 décembre de cette même année. Ces hausses résultent de la combinaison de plusieurs facteurs : forte croissance de la demande liée à la reprise de l'activité économique au sortir de la crise du Covid-19, offre relativement contrainte, niveaux bas des stocks.

Cette nouvelle situation impacte déjà la commercialisation du gaz de Sonatrach : faut-il, comme dans le passé, s'en tenir aux seuls contrats à long terme ? Ou prendre des risques sur les marchés spot et par conséquent leur réserver des volumes de la production ?

Le début de dédollarisation et le gaz naturel. Une dédollarisation rapide n'est pas à l'ordre du jour. Pour l'heure, elle est marginale. Le dollar continue de dominer les échanges commerciaux (88%) mais on note son recul au niveau des réserves des banques centrales (58 % de dollar, contre 65 % en 2017). C'est pour des raisons d'abord politiques et géostratégiques (Chine, Russie, Iran, Venezuela⁵ mais aussi Inde, Brésil, Arabie Saoudite, Pakistan⁶ etc.) que certains pays émergents tentent de réduire cette dépendance. Mais ce mouvement va se développer dans la prochaine décennie⁷. Déjà des signes de dédollarisation se manifestent sur les marchés des hydrocarbures, de plus en plus des ventes de pétrole se réalisent dans d'autres devises comme le yuan. D'abord à cause de la Russie, premier exportateur d'énergie au monde, qui n'accepte plus le dollar. Mais aussi des Indiens ont commencé à payer en dirhams le pétrole russe acheté par l'intermédiaire de négociants basés à Dubaï. L'Arabie saoudite est également en train de se faire payer en Yuan et cela pourrait avoir des conséquences importantes pour le dollar US.

On s'attend à ce que l'intégration de l'Arabie Saoudite, de l'Iran et des Émirats Arabes Unis dans le groupe des BRICS+ ait des conséquences sur les marchés énergétiques. Cet accroc à l'hégémonie du dollar dans le commerce gazier international pourrait être un élément supplémentaire de l'hybridation du marché international du gaz.

A terme, ce mouvement va ébranler l'exclusivité du dollar en tant que monnaie de paiement mais il est difficile d'en évaluer les conséquences. Surtout si l'on rappelle les autres fonctions du dollar US en tant que monnaie de compte et de réserve.

L'Algérie a-t-elle intérêt à continuer à se faire payer strictement en dollars US ? Peut-on envisager des paiements avec d'autres monnaies notamment l'Euro, l'Europe étant son principal client ? Ou en d'autres monnaies via des opérations qui réduiraient les frais de change du commerce extérieur ? Quels sont les gains potentiels, quels sont les risques, y compris sur le plan géopolitique ? Les spécialistes algériens en finance internationale ont du pain sur la planche.

4. Un futur marché gazier international incertain ?

Compte tenu de toutes les incertitudes qui règnent sur les politiques climatiques, la nature du marché gazier à long terme et le niveau des prix, l'élaboration de prévisions à des horizons lointains est une tâche pour le moins difficile. Certains « ensembliers » se prêtent pourtant à cet exercice et la plupart confirment les perspectives incertaines pour la demande de gaz naturel sur le long terme.

⁵ En septembre 2019, la Russie et l'Iran ont annoncé qu'ils reliaient leur système national de messagerie (SPFS et SEPAM), afin de faciliter les transactions financières bilatérales. La Russie met également en place un système de messagerie alternatif avec la Turquie et la Chine.

⁶ En 2023, le Pakistan a, ainsi, payé pour la première fois, une livraison de pétrole brut russe en yuan. Reuters, 16 juin 2023.

⁷ On évoque déjà le recours plus large aux 5 « R » (Rouble russe, Real brésilien, Renminbi chinois, Roupie indienne et Rand pour l'Afrique du Sud).

Des incertitudes sur le futur de la demande, des prix et sur la contrainte climatique. Les scénarios qui en ressortent sont tellement contrastés que leur valeur de prédiction s'en trouve fortement amenuisée. Avec une demande mondiale qui varierait dans des limites aussi larges allant de 920 Gm³/an (scénario de l'AIE, Net Zero, le plus bas) à 5580 Gm³/an (de l'IEA/DOE américain, scénario le plus élevé) d'ici 2050, on constate les limites de l'exercice de prévision.

Comment traiter l'incertitude. Les contrats à long terme sont une réponse possible mais on a vu que cela ne suffisait pas toujours. Comment lancer des investissements hautement capitalistiques dans une perspective aussi incertaine ? L'AIE alerte sur la possibilité que de nouveaux projets de GNL puissent devenir des « actifs échoués » d'ici 2050. L'Algérie a connu des situations de perte de marchés : exemple du marché américain qui s'est retourné à la fin des années 1970 et la baisse de la demande en Europe dans les années 1980. D'où l'intérêt absolu de se doter d'une vision du futur qui soit la plus élaborée possible, y compris en recourant aux meilleures expertises mondiales. Élaborer les scénarios avec les hypothèses les plus plausibles en termes de concurrence, de prix, de croissance économique mondiale, de place du gaz dans la transition énergétique, de garanties contractuelles et conditions géopolitiques. Affiner les prévisions de la demande européenne et des prix sur ce marché est une exigence pour Sonatrach.

Pourtant, les Américains restent optimistes pour le gaz naturel. Dans un rapport publié très récemment, l'agence d'information du ministère américain de l'énergie (EIA)⁸ propose plusieurs scénarios pour l'énergie en 2050 en fonction de trois facteurs clés : le PIB mondial, le prix du pétrole et le coût de décarbonation. On y trouve aussi plusieurs scénarios contrastés, leurs estimations sont plutôt optimistes pour la demande gazière pour les prochaines décennies. Selon les scénarios, la demande mondiale croîtrait entre 11 % et 57 % d'ici 2050 avec 5200 Gm³/an dans le scénario de référence.

On y note, entre autres :

- En 2050, les exportations américaines de GNL seraient inférieures de 40 % dans un scénario de prix bas (156 Gm³/an) par rapport au scénario de référence (270 Gm³/an). Elles grimperaient entre 400 Gm³ et 500Gm³ dans les scénarios favorables. On relève ici l'importance déterminante du niveau des prix pour le futur des exportations de GNL américain.
- Avec 40 % des réserves prouvées mondiales, le Moyen-Orient deviendrait central surtout dans le scénario de bas prix du pétrole du fait des coûts de production sur la bourse gazière du TTF européen⁹ plus faibles de cette région.
- La sécurité des approvisionnements et la lutte contre les émissions de CO2 continueront de peser sur les politiques énergétiques des Européens mais la demande en gaz de cette région croîtrait de 12 % d'ici à 2050 selon les scénarios, à l'exception de ceux basés sur une croissance économique faible. Une prévision qui va à l'encontre du projet européen.
- Dans son scénario de référence, l'Europe continuerait à importer plus de gaz naturel.

⁸ International Energy Outlook 2023.

⁹ En fait, la tendance était déjà haussière depuis la fin 2021. Alors qu'en moyenne annuelle, le prix spot TTF était de 15,9 \$/Mbtu en 2021, une pointe journalière de 60 \$/Mbtu est enregistrée le 21 décembre de cette même année. Ces hausses résultent de la combinaison de plusieurs facteurs : forte croissance de la demande liée à la reprise de l'activité économique au sortir de la crise du Covid-19, offre relativement contrainte, niveaux bas en Europe du stockage.

- L'Asie continuerait à importer encore plus de gaz naturel. La Chine qui importait 226,5 Gm³ en 2022 passerait à 396 Gm³ en 2050 et même 821 Gm³ en cas de croissance économique élevée.

5. Le projet européen de « sortir » du gaz naturel : que risque l'Algérie ?

Le GIEC et l'ONU ne cessent d'alerter sur les risques du réchauffement climatique et notamment les émissions de CO₂ : L'objectif d'une neutralité carbone a été adopté par la presque totalité des pays de la COP 21 (Paris, 2015). Mais le calendrier et les moyens d'atteindre cet objectif ne font pas encore l'objet d'un accord international en bonne et due forme.

Ainsi, la place des hydrocarbures (pétrole et gaz naturel) commence à être évoquée, sans pour autant, être formellement inscrite à l'agenda de la COP 28 de Dubaï. On dit qu'elle sera discutée notamment sous la pression de l'AIE, des Européens et de certaines ONG qui proposent de sortir du pétrole et du gaz au plus vite ou du moins de s'engager formellement dans cette voie. ... L'Algérie dont l'Europe est le principal marché pour son gaz est particulièrement concernée et intéressée par ce thème.

La transition énergétique vers une neutralité carbone basée au début sur le nécessaire développement massif et rapide des ENR s'est transformé avec « l'urgence climatique » en lutte contre les hydrocarbures. Une vaste campagne se développe dans ce sens dans les pays de l'OCDE. En gros les pays de l'OCDE se fixent un horizon à 2050. Le G7 soutient une sortie des énergies fossiles mais sans calendrier, certainement à cause des réticences des Etats-Unis, du Canada, de la Norvège et de l'Australie. Mais l'Agence Internationale de l'Energie (AIE) demande l'arrêt des investissements dans les énergies fossiles dès 2021 et propose de laisser « en terre » 60% des réserves d'hydrocarbures. Des pressions sont faites sur les compagnies pétrolières et gazières pour qu'elles cessent leurs activités pétrolières et gazières. Dans un rapport récent (novembre 2023), l'agence alerte sur les risques encourus par les investissements dans GNL qui deviendraient des « actifs échoués » en 2050.... A contre-courant de la politique des Etats-Unis, pourtant leader de cette organisation, qui veulent accroître leurs investissements dans le GNL.

S'agissant du gaz, l'AIE a radicalement révisé sa position. Alors qu'elle prônait « l'ère du gaz naturel » il y a seulement quelques années, elle considère dorénavant que sa consommation doit cesser très rapidement pour répondre à l'objectif d'une neutralité carbone mondiale en 2050. Dans la version 2023 de son scénario « Net Zero Emissions » en 2023, la consommation mondiale du gaz chuterait encore plus fortement passant d'environ 4000 Gm³/an aujourd'hui à seulement 920 Gm³/an¹⁰ en 2050.

L'Europe peut-elle entrainer une « sortie » mondiale du gaz ? Suite à la guerre en Ukraine, les dirigeants européens ont regroupé diverses préoccupations, sécurité, climat et prix, pour justifier une sortie rapide du gaz. S'agissant plus précisément du gaz, l'Europe vise une réduction de sa consommation de plus de 70% d'ici 2050. Dans des scénarios du *Green Deal* ou du *REpowerEU*, il est question d'un « pic » de la demande avant 2030. Cette orientation interpelle ses fournisseurs, comme l'Algérie, qui jusqu'à un passé récent, étaient plutôt

¹⁰ AIE. (2023). *Net Zero Roadmap. A Global Pathway to Keep the 1.5 °C Goal in Reach. 2023 Update*. AIE-OCDE.

confortés par le rôle que devait jouer le gaz naturel au côté des EnR dans le mix énergétique européen. Par quoi les Européens comptent-ils remplacer le gaz naturel ? Les ENR ? Le nucléaire ? Les biogaz ? L'hydrogène ?

L'Europe peut-elle se passer du gaz alors que les Etats-Unis et la Chine ne semblent pas être sur le même tempo ? Quant aux autres pays, en particulier les pays émergents, rien n'indique qu'ils comptent exclure le gaz naturel de leur transition écologique du moins tant que ses prix sont attractifs par rapport aux autres énergies.

Peut-on sortir « tranquillement » le gaz de la transition énergétique d'ici 2050 ? Sa capacité de résilience est, certes, plus fragile que celle du pétrole mais bannir le gaz dans des délais aussi rapprochés, est loin d'être évident.

- D'abord, la pratique historique montre que jusqu'ici, les sources énergétiques ne sont pas substituées les unes aux autres mais se sont plutôt accumulées au fil du temps : bois, eau, charbon, pétrole gaz, nucléaire, ENR ... On consomme aujourd'hui plus de bois et de charbon que jamais auparavant.
- La disponibilité des énergies alternatives (solaire et l'éolien, nucléaire (y compris les SMR) n'est pas encore garantie au niveau mondial ni même, d'ailleurs, dans l'OCDE. L'hydrogène « vert » sur une grande échelle, c'est pour du plus long terme que 2050.
- Ces énergies ne sont pas totalement substituables aux énergies fossiles : usages, délais, coûts, intrants et elles posent aussi des problèmes à l'environnement. Peut-on vraiment financer la transition énergétique mondiale dans le contexte actuel ?
- On ne voit pas comment imposer une interdiction de l'usage du gaz naturel au niveau mondial.
- Rien n'indique (plutôt le contraire) que le plus gros producteur d'hydrocarbures au monde, les Etats-Unis accepte cette orientation ? Selon l'AIE, si la demande de gaz baisse au rythme souhaité par les Net Zéro, les prix chuteraient entre 2 \$/Mbtu à 5 \$/Mbtu soit la fin des GNL américains. Sans compter qu'à ces niveaux de prix, la demande sera relancée à nouveau.
- Et les autres exportateurs accepteront-ils cette orientation ? Vont-ils réagir par des prix attractifs ?
- Les gros importateurs émergents déclarent qu'ils ont besoin des énergies fossiles (telle la Chine et l'Inde)
- Les pays émergents contestent déjà ce calendrier, leur développement passe encore par les hydrocarbures et même pour certains par le charbon.
- A l'intérieur des pays riches eux-mêmes, il y a des résistances à cette orientation : problèmes liés au renchérissement des tarifs du gaz domestique, refus de taxes supplémentaires, etc.

Pourquoi, alors, ce discours volontariste de sortie « rapide » des hydrocarbures ? Quel intérêt d'appeler à l'arrêt immédiat des investissements pétroliers et gaziers sachant que c'est irréaliste à court terme ? Que vise l'AIE avec ce type de recommandation radicalement contraire à ses positions traditionnelles pour un approvisionnement sans à-coups ? Pourquoi cette publicité autour des scénarios dits « Net Zéro Emissions » ?

- Est-ce à titre pédagogique, afin d'alerter les opinions publiques et les Etats sur l'urgence de la lutte contre les émissions de CO2 ?
- Pour préparer des mesures contraignantes d'interdiction des énergies fossiles ?
- Pour freiner les investissements et provoquer des hausses de prix afin de réduire la demande, en particulier celle des pays émergents et les obliger d'aller vers les ENR ?

- Pour « forcer » le passage aux énergies alternatives et réduire ainsi la dépendance géopolitique vis-à-vis du Moyen-Orient et de la Russie ?
- Pour favoriser certaines industries : voiture électrique, nucléaire, hydrogène, ENR, méthanisation, etc. ?

Aucun groupe de pays n'est en mesure aujourd'hui d'imposer son approche sur le rythme et les formes de la transition énergétique et surtout à propos d'une « fin » éventuelle des hydrocarbures. C'est via des négociations inter-étatiques que se réalisera un compromis international entre une transition énergétique qui verrait la part des hydrocarbures se réduire progressivement et sans à-coups, une transition qui devra tenir compte des besoins encore croissants en hydrocarbures des pays émergents.

La contrainte climatique et le gaz algérien. L'Algérie avait élaboré une Contribution Nationale à la lutte contre les émissions de CO₂ conformément à ses engagements lors de la COP 21. Elle doit l'actualiser et fixer un horizon pour atteindre la neutralité carbone. Cela suppose des propositions précises de sa part à l'instar des autres gros exportateurs d'hydrocarbures. Les dispositions à prendre pour un futur « proche » vont impliquer aussi bien ses exportations que sa consommation nationale. Sa marge de manœuvre sera forcément contrainte car il faut s'attendre à des pressions croissantes de la part de certains de ses partenaires (UE, ONU, Fonds d'investissement, banques, compagnies, etc.), ce qui pourrait gêner ses projets gaziers. Elle a donc tout intérêt à avancer dans ses programmes de :

- Diminution des fuites de gaz dans les gazoducs, élimination du torchage du gaz lors de la production de pétrole, récupération et l'utilisation du gaz et des émissions fugitives lors de la production de pétrole et de gaz naturel.
- Relance du programme de captation/séquestration du carbone ou CCS
- De plantation d'arbres (barrage vert à la lisière du Sahara), etc.

6. La problématique du gaz de schiste sur le marché international

L'Agence internationale de l'énergie (AIE) estime que le gaz de schiste jouera un rôle très important. Englobant dans ses scénarios du gaz de schiste produit hors des Etats-Unis, sa part pourrait atteindre 30 % de la production mondiale. Rappelons que l'avenir de la production du gaz de schiste américain sera l'un des facteurs déterminants du futur marché international car c'est cette production qui alimentera ses exportations de GNL et donc le poids des Américains sur le marché international.

Quel est l'avenir du gaz de schiste américain ? C'est une question d'importance stratégique dont dépend la configuration du futur marché gazier international. L'Administration américaine, première concernée par le sujet, maintient un scénario de référence (2023), sur un projet de croissance de la production de gaz naturel de l'ordre de 15 % d'ici à 2050. Devant cet optimisme, certains analystes mettent quelques bémols. Le premier concerne l'importance des ressources physiquement récupérables avec comme corollaire une déplétion possiblement plus rapide que prévue. Le deuxième est lié au prix, donc à la rentabilité de cette production. Enfin, le troisième est relatif aux ambiguïtés et aux hésitations des autorités américaines à propos de la politique climatique.

L'expérience américaine est-elle exportable ? La publication par l'EIA (DOE)¹¹ en 2015 d'une étude affichant l'existence de substantielles potentialités de gaz non conventionnels à

¹¹ *137 Shale Formations in 41 Countries outside the US*. U.S. Department of Energy, Washington, DC, 2015.

travers le monde avait suscité un engouement dans les régions supposées en disposer largement. L'enthousiasme a depuis nettement diminué. D'abord, parce que des évaluations plus récentes n'ont pas confirmé ce potentiel. Parfois, elles le remettent en cause pour certaines régions. De plus, le savoir-faire exigé par leur développement n'est pas maîtrisé en dehors des Etats-Unis et la cession de ces technologies est devenue un argument de négociation pour les compagnies américaines. Enfin, l'exploitation des schistes, pour l'heure, source d'importantes émissions de CO₂ et d'autres pollutions, fait face à une forte opposition écologiste. D'ailleurs, sans des progrès conséquents pour rendre moins nuisible leur exploitation, ils pourraient faire l'objet de boycott ou d'interdiction dans beaucoup de pays. Ces contraintes seraient difficiles à surmonter et conduisent beaucoup d'experts¹² à considérer qu'au milieu des années 2030, la production mondiale de gaz de schiste serait encore à plus de 80 % une production américaine.

7. Qui va diriger le marché gazier international ?

La Russie, le Qatar, l'Iran, les Etats-Unis, coté producteurs, la Chine et l'Europe, coté importateurs seront les principaux acteurs du « jeu gazier » qui se dessine. ?

L'Europe va perdre son influence sur le marché spot du GNL. Ses décisions soudaines de diminuer le gaz russe et de sortir rapidement du gaz introduit un nouveau paradigme. Une forte réduction de ses importations lui ferait perdre son influence sur le marché international. Si, de plus, elle confirme l'interdiction faite à ses compagnies de participer au développement de projets gaziers dans le monde, elle s'exclura d'un business stratégique qui se poursuivra avec ou sans elle. Elle est appelée à devenir un « preneur de prix » sur le marché spot.

La Russie a perdu la main sur les prix de ses exportations. Les Russes ne seront plus en position de leader sur aucun marché. En leur ravissant le marché européen, les Américains ont déplacé la clé de la formation des prix. Elle va devenir, comme les autres exportateurs, un « preneur de prix ».

La Chine utilisera sa « carte premium » d'acheteur de GNL. Ses importations gazières s'élèveraient à un niveau tel qu'elle serait, de facto, l'acheteur/arbitre du marché international¹³. Elle peut aussi utiliser la flexibilité des contrats à long terme et moduler ses importations de GNL spot pour profiter de sa position d'acheteur d'appoint, transformant une dépendance vis-à-vis du marché en un atout à son service.

Les Américains veulent peser sur les prix des marchés du GNL Les autorités américaines ne cessent de répéter qu'ils vont accroître substantiellement leurs exportations et rester le premier exportateur mondial de GNL. Pour cela, ils ont besoin d'un prix relativement élevé pour conforter les promoteurs potentiels de GNL à partir du gaz de schiste¹⁴ (un prix au-dessus de 8,5 à 9 \$/Mbtu.¹⁵). Qui peut, aujourd'hui, donner une telle garantie dans un marché aussi incertain ? Mais le gouvernement américain n'hésite pas quand il le faut à intervenir sur le marché pour orienter le prix. Il tentera certainement de contrôler le marché spot du GNL qui peut devenir un marché directeur pour les prix internationaux du gaz naturel¹⁶.

¹² Il s'agit des prévisions du consultant norvégien Rystad Energy. Rapport du Shift Project (2022). *Gaz naturel : quels risques pour l'approvisionnement de l'Union européenne*.

¹³ Elle importe déjà plus de 200 Gm³/an en 2023 avec une prévision (haute) d'environ 400 Gm³/an dès 2030.

¹⁴ S. Boussena, « Les exportateurs de GNL américains, potentiels « faiseurs » de prix ? ». *Pétrostratégies*, 27 février 2023.

¹⁵ Environ 27 euros/MWh, le prix de septembre 2023. Dans son scénario de référence, l'AIE propose un prix de 10 \$/Mbtu.

¹⁶ Il a les moyens de faire : il peut subtilement reproduire la politique qui avait soutenu le pétrole de la Mer du Nord en 1973 lorsqu'il fallait encourager la production des pétroles plus coûteux hors OPEP.

Les autres exportateurs (dont l'Algérie) auront intérêt à suivre le prix du GNL américain.

Le marché du gaz est « acheteur », les exportateurs ne peuvent pas agir comme l'OPEP+ pour défendre les prix en jouant sur l'offre. Chaque exportateur continuera à essayer de garantir ses débouchés via des contrats à long terme dans un marché international où la compétition sera vive surtout si la demande ne croît pas. Ils auront donc tendance à se comporter en « preneurs de prix » en s'alignant sur les prix des Américains.

8. Dans ces conditions, l'Algérie peut-elle exporter plus de gaz naturel ?

Selon les publications, les réserves conventionnelles restantes de l'Algérie sont estimées à 2 300 Gm³ (4 700 Gm³ pour les réserves possibles) plus importantes que celles de la Norvège aujourd'hui premier fournisseur de l'Union Européenne. L'Algérie est déjà le plus gros producteur et exportateur de gaz naturel de l'Afrique et de la Méditerranée. Elle se classe à la sixième place au niveau mondial avec en 2021, une production commercialisée de 102,8 Gm³/an et des exportations de 54 Gm³/an dont 80 % destinées à l'Europe¹⁷.

- Elle dispose d'une infrastructure variée avec des gazoducs vers l'Europe (52 Gm³) et une capacité de GNL (29 Gm³), ce qui lui donne une capacité potentielle d'exportation de près de 80 Gm³/an soit une trentaine de milliards de plus que ce qu'elle vend actuellement. Enfin, si la production venait réellement à s'envoler, elle a la possibilité de reprendre son projet de gazoduc via la Sardaigne.
- Elle est en bonne position du fait de sa proximité de ses marchés et ses coûts moindres sont très concurrentiels (avantage de produire un gaz naturel à fort contenu de liquides : condensats, butane et propane).
- Sous certaines conditions, elle pourrait extraire plus de gaz de certains de ses gisements existants.
- Elle pourrait mieux valoriser ses capacités de liquéfaction (aujourd'hui 19 Gm³ /an exporté pour une capacité de 29 Gm³).
- Réduire le torchage d'importants volumes de gaz, cause des émissions de méthane, qui pourrait indirectement être exporté ou être consommé localement.
- Freiner la croissance de la consommation intérieure de gaz en appliquant une tarification plus adaptée aux économies d'énergie et lui substituer de l'énergie solaire voire du nucléaire (SMR ?) pour dégager plus de quantités à l'exportation si nécessaire.
- Lancer, enfin, le développement de la pétrochimie. Pour ce vecteur également, la proximité avec l'Europe offre des opportunités qui vont au-delà de la « fin » du gaz en tant qu'énergie. Où se trouvent les blocages ? Prix cession du gaz local/prix international ?
- Au-delà de ces actions ciblées, la contribution la plus importante à des exportations supplémentaires reste celle d'une augmentation substantielle de l'amont en développant de nouvelles zones de production. Impliquant éventuellement les réserves de gaz des schistes.

L'Algérie et son gaz de schiste. Quel est le projet de l'Algérie en matière de gaz de schiste dont selon certaines estimations (y compris celles d'ALNAFT), elle posséderait de

¹⁷ Mees, 8 April 2022.

substantielles réserves. Souhaite-t-elle les développer ? A-t-elle les moyens ? Quels sont les risques écologiques locaux ? Sonatrach peut-elle trouver des partenaires compétents ? Quels sont les risques en termes de prix, de rentabilité et de contrainte climatique internationale ?

Malgré les débats et les controverses sur le sujet en 2014, la Sonatrach affichait encore en 2019, un objectif de production de 30 Gm³ de gaz de schiste dès 2030. Jusqu'à preuve du contraire, le développement des gaz de schiste semble demeurer l'un des vecteurs basiques de sa stratégie gazière.

Le projet n'est, toutefois, pas sans contraintes :

- D'abord, il faut confirmer les ressources exploitables à des conditions techniques et écologiques acceptables. ALNAFT et Sonatrach semble poursuivre un programme dans ce sens mais cela demande du temps et des moyens.
- Ensuite, et à mon avis, ce sera décisif, il faut s'assurer qu'un développement en grand (au-delà de quelques projets) soit compatible avec les perspectives mondiales d'offre, de demande, de lutte contre les émissions de CO₂, d'environnement local et surtout du prix du gaz naturel sur le marché mondial.
- Enfin, s'assurer d'une participation conséquente (jusqu'à quel point ?) de compagnies étrangères compétentes dans ce domaine (surtout américaines ?). Comment interpréter la lenteur des partenaires potentiels à s'engager concrètement ? Y compris avec des compagnies de pays amis (Chine ?) pour des produits pétrochimiques malgré notre proximité du marché européen ? Attendent-ils uniquement les confirmations géologiques ? Des concessions supplémentaires sur le plan législatif, réglementaire ou fiscal ? D'autres conditions ?

Du débat sur la stratégie gazière ? La Sonatrach a une riche expérience du marché international auquel elle a contribué depuis son lancement. Il est arrivé plusieurs fois que des débats sur cette expérience aient lieu mais à mon avis la discussion n'a jamais été assez ouverte. La plupart du temps, elle est restée cantonnée aux instances officielles et n'accordait pas suffisamment de place à l'importance du rapport de force au niveau international sur notre politique énergétique intérieure. Aujourd'hui, le ratio R/P des réserves prouvées du gaz n'est plus aussi confortable qu'auparavant et l'avenir du marché international est incertain sur les plans des débouchés, des prix, du climat, de la sécurité, etc. Les analyses exigent encore plus de rigueur et de lucidité pour en extraire des perspectives réalistes, détecter les opportunités et les risques. Somme toute, je pense qu'il nous faut élargir les partenariats avec les compagnies étrangères compétentes non seulement occidentales mais aussi celles privées ou publiques de grands pays émergents. Le marché international du gaz va rester un marché « acheteur ». L'influence de l'Algérie y est limitée et la compétition sera rude et multidimensionnelle mais si elle veut en bénéficier, elle doit s'y adapter. Quelle part de paramètres internationaux (dans les divers aspects, y compris géopolitiques) doit-elle intégrer dans sa stratégie gazière et dans sa politique énergétique nationale ? Avec des situations et des orientations politiques différentes des nôtres, certaines monarchies du Golfe développent de nouvelles approches. Beaucoup de leurs actions relèvent du gaspillage ou de prestige parfois pour gagner les faveurs des grands mais force est de constater que certaines sont remarquables notamment pour les nouvelles énergies et la pétrochimie. Ils modernisent leurs économies et leur secteur pétrolier et gazier et s'emploient à attirer des ressources humaines compétentes... Que faut-il retenir de leur pratique ?

Beaucoup des thèmes que je viens d'évoquer sont identifiés depuis longtemps. Pourquoi tarde-t-on à les résoudre ? Qu'elles sont les vraies contraintes ? Sont-elles uniquement liées capacités techniques, organisationnelles et financières de Sonatrach ? Est-ce à voir avec notre conception du « nationalisme pétrolier » ? Pourquoi ce peu d'engouement des partenaires étrangers malgré les réformes de la loi des hydrocarbures ? Est-ce dû à la bureaucratie, à l'archaïsme du fonctionnement de notre économie ? Aux positions géopolitiques de l'Algérie sur certaines questions internationales ?

Ces questions ne relèvent pas uniquement d'équations économiques et techniques. Les bonnes réponses ne peuvent émaner que d'un débat politique car il s'agit d'asseoir le plus large consensus possible autour de mesures et de réformes dont certaines sont certes complexes et difficiles à entreprendre mais urgentes à traiter.