



Association Nationale Club Energy

EXTRAITS DU

BULLETIN MENSUEL

DECEMBRE

2021

N°18



Sommaire

1. Activité du Club Energy	3
2. Colloque 2021	
1. Allocution du Président de l'Association Nationale Club Energy	4
2. Communication introductive du Comité d'Organisation du Colloque 2021	6
3. Keynote speaker du Colloque	17
3. Synthèse des thèmes abordés pendant le mois.....	
THERMIQUE	
1) « L'OPEP+ a gagné en maturité » Interview de Mr AIT LAOUSSINE, président du Cabinet NALCOSA au quotidien El Watan du 08 décembre 2021	25
2) Pétrole : la demande mondiale devrait finir par atteindre les 100 Mbbbl/j en cours d'année 2022 selon l'hebdomadaire de l'énergie Pétrostratégies du 20.12.2021	25
3) Pétrole brut : Pourquoi Goldman Sachs pense que le baril de pétrole peut atteindre 100 dollars dès 2022, courriel de Mr CHEROUATI Nordine	26
4) Quelques données sur le Rapport Annuel 2020 de Sonatrach	26
5) Le gaz au Maroc, courriel de Mr KLOUL Saïd du 16.12.2021	28
RENOUVELABLE	
1) Chapitre 7 du rapport annuel 2020 Sonatrach, sur les énergies renouvelables	28
2) Projet solaire 1000 MW: une dizaine de sites sélectionnés selon le quotidien El Watan du 24.11.2021	28
3) Selon une étude de Greenpeace, les coûts du PV sont inférieurs à ceux du nucléaire Courriel de Mr BENSAD Hocine du 27.11.2021	30
4) Le nouveau gouvernement allemand mettra fin à la taxe sur les énergies renouvelables en 2023, Courriel de Mr BENSAD Hocine du 27.11.2021	32
HYDROGENE	
1) Une Turbine à gaz fonctionnera à l'hydrogène en 2024? Courriel de Mr EL ANDALOUSSI El Habib du 30.11.2021	33
2) Étude exploratoire sur le potentiel du Power-to-X (hydrogène vert) pour l'Algérie Partenariat Énergétique Algéro-Allemand, Courriel de Mr CHEROUATI Nordine	35
NUCLEAIRE	
Incidents techniques sur des centrales nucléaires françaises. Courriel de Mr KLOUL Saïd du 17.12.2021	35
.....	
4. Activités diverses	35
1. Liens utiles & autres lectures	
2. Webinaires	
3. Courriel	



2. Colloque 2021

Plaidoyer pour une nouvelle politique énergétique nationale inclusive et anticipatrice

Dans sa réunion du 26 Décembre 2021, le Comité d'Organisation a procédé à une autoévaluation du bilan du colloque et mis en place le groupe en charge de l'élaboration du plaidoyer pour une nouvelle politique énergétique nationale, à partir des communications des 3 panels et des débats qu'elles ont suscités. Ce plaidoyer, une fois validé par le Comité d'Organisation, fera l'objet d'une large diffusion et sera adressé notamment aux institutions de l'Etat concernées par la Sécurité et la transition énergétiques du pays.

Ce bulletin présentera les communications d'Ouverture du Colloque, l'ensemble des communications en texte des trois panels sera diffusé en même temps que le plaidoyer.

Communications d'ouverture du Colloque 2021 ayant pour thème « Sécurité et Transition énergétiques : Pour une nouvelle politique inclusive et anticipatrice ».

- **Allocution du Président de l'Association Nationale Club Energy**
- **Communication introductive du Comité d'Organisation du Colloque 2021**
- **Keynote speaker du Colloque : « La transition énergétique en Algérie : une étape incontournable pour assurer notre sécurité à long terme. » par N. Ait Laoussine**

1. Allocution du Président de l'Association Nationale Club Energy

**Mesdames et Messieurs les Représentants de Ministères et Organismes Publics,
Chers invités, Membres et collègues du Club Energy,**

Permettez-moi d'abord de vous adresser mes plus vifs remerciements d'avoir honoré l'invitation à participer à cette 6ème édition du colloque annuel de l'Association Nationale Club Energy et de vous souhaiter à toutes et à tous la bienvenue.

En fait, la 5ème édition a eu lieu en 2018. La situation qui prévalait en 2019 et les conditions sanitaires imposées par la pandémie Covid19 n'ont pas favorisé la tenue en son temps, de cette édition. Mais, comme on dit, il n'est jamais trop tard pour bien faire.

Trois (03) années nous séparent de ces deux événements au cours desquelles des cadres et non des moindres du secteur de l'Energie et pour certains, membres du Club Energy nous ont quittés. Je citerai **Abdelhak Bouhafs, Belaid Abdeslam, El Hadj Mohamed Fechkeur, Hassen Kahlouche, Nazim Zouiouèche, Djelloul Baghli, Hadj Mohamed Djoua et tout récemment Abdelouwahab Bennini.**

Adresse : Association Club Energy 3, Rue Mohamed DRARENI BP n° 295 Chemin Hydra, Alger

Mail : clubenergy2020@gmail.com



Que ces assises soient l'occasion pour nous, de leur rendre hommage pour ce qu'ils ont fait pour le secteur de l'Energie, au pays, et pour notre Association.

Les colloques de 2014 à 2018 organisés par le Club Energy, ont déjà traité de thèmes liés à la Transition Energétique du pays : sa nécessité, les modèles de consommation énergétique et de développement durable, la vision et les facteurs de succès pour une Transition Energétique nationale, qui ont tous fait l'objet de débats et de recommandations.

Mais si ce 6ème colloque va de nouveau traiter de ces thèmes, c'est parce qu'il y a eu des bouleversements importants qui ne font que confirmer l'avènement d'une nouvelle ère énergétique. Il s'agit d'abord des impacts de la pandémie COVID 19 dont les vagues se succèdent et aggravent les incertitudes à court et moyen termes et des résultats de la COP26 même si beaucoup pensent que ceux-ci sont en dessous de ce qui était prévu ou souhaité en matière d'engagements pour atteindre l'objectif de 1,5°C.

Les réflexions au sein de notre Club Energy en ce qui concerne notre pays, nous ont amené à :

- Un constat qui devrait nous inquiéter sur l'état de nos réserves d'hydrocarbures conventionnels consommées à plus de 50%, et sans renouvellement adéquat depuis plus d'une décennie.
- Un constat sur l'explosion de notre consommation énergétique dont la part est de moitié de la production sinon plus.
- Envisager un risque très probable d'arbitrage nécessaire à l'horizon 2028-2030 entre la couverture des besoins nationaux et l'exportation d'hydrocarbures dont la rente actuelle en dépend.
- Et par conséquent la nécessité d'actions préventives à travers une politique et une stratégie basée sur une transition énergétique accélérée.

Notre sécurité énergétique – et financière- se trouvera par conséquent menacée à cet horizon si le scénario « fil de l'eau » reste en vigueur, autrement dit :

- d'abord si rien n'est entrepris entretemps pour diversifier davantage notre économie pour la production de nouvelles richesses dans les secteurs autres que celui du pétrole et du gaz,
- et bien sûr d'exploiter de façon optimale toutes les ressources énergétiques dont dispose le pays, et plus particulièrement celles dites nouvelles ou renouvelables.

Il ne s'agit ni plus ni moins que d'une double transition énergétique et économique.

Ainsi, l'objectif principal de ce 6ème Colloque est de soumettre au débat tous ces volets largement détaillés dans une communication introductive qui vous a été remise, et bien sur les contributions des experts qui vont intervenir dans les 3 panels, afin d'aboutir à des recommandations précises pour inverser cette tendance et sauvegarder, dans le long terme, notre sécurité énergétique, tout en réalisant une transition énergétique anticipée et maîtrisée.

Je terminerai cette courte intervention en remerciant le Groupe REDMED, SONELGAZ, JGC Algeria, l'AIED/IAP, INDUS NET, PETRO DEUX MILLES d'avoir sponsorisé cet évènement, contribuant ainsi à sa tenue.

Adresse : Association Club Energy 3, Rue Mohamed DRARENI BP n° 295 Chemin Hydra, Alger

Mail : clubenergy2020@gmail.com



Mes remerciements vont également à tous les membres du Club Energy qui ont répondu à l'appel à contribution financière pour l'organisation de cette manifestation, et bien sur tous les experts qui vont intervenir dans les 3 panels.

Je voudrai également féliciter, ici, tous les membres du Comité d'Organisation qui n'ont ménagé aucun effort depuis Avril 2021 pour réunir et mettre en œuvre tous les facteurs de succès de ce Colloque. Encore une fois un grand Merci à tous.

Je déclare ouverte la session de ce 6^{ème} colloque et souhaite plein succès à vos travaux.

Merci pour votre attention.

SAHBI Daoud

2. Communication introductive du Comité d'Organisation du Colloque 2021

Le projet national de l'Algérie est d'être la puissance émergente de la rive sud de la Méditerranée. Elle dispose, pour ce faire, des ressources naturelles, des atouts géopolitiques et du capital humain requis. Il lui reste à construire une croissance robuste et durable nécessitant des ressources énergétiques pour sa société et son économie, et un système éducatif modernisé et basé sur la recherche de l'excellence. Disposant du potentiel, de telles ambitions stratégiques légitimes peuvent cependant être contrariées du fait de la situation de précarité énergétique qui se profile de façon datée dans le pays. On peut même avancer que notre sécurité énergétique n'est pas assurée sur le moyen et long termes. Il s'agit d'une menace sérieuse qui peut en cacher une autre : celle de la sécurité financière du pays.

Après une analyse des mutations de la scène énergétique internationale (2000-2021) et les enseignements à en tirer pour l'Algérie, un état des lieux des ressources, de la production et de la consommation énergétiques sera établi et la montée d'une problématique sérieuse de sécurité énergétique (2007 -2030) sera inéluctable

Quelques recommandations en réponse aux problématiques posées termineront l'exposé.

L'analyse rétrospective des bilans énergétiques nationaux de ces 20 dernières années conforte malheureusement cette prévision d'un décrochage du secteur des hydrocarbures et de l'énergie appelant des actions fortes multiformes à mettre en place.

Durant des décennies le secteur des hydrocarbures a permis au pays de satisfaire à la fois sa consommation énergétique interne et de générer la quasi-totalité des devises nécessaires au financement externe, mais aussi budgétaire de l'économie du pays. Cette double fonction a aujourd'hui largement atteint ses limites. Aujourd'hui il y va de la sécurité énergétique du pays, tout autant que sa sécurité financière, qui sont maintenant menacées sur un horizon proche (2028-2030). La continuité du scénario au fil de l'eau nous conduira inévitablement à des ruptures sévères au niveau de la couverture des besoins énergétiques internes et à un déclin constant et rapide des volumes d'hydrocarbures disponibles à l'exportation. Tel est le constat fondamental qui

a conduit le Club Energy à consacrer son 6^{ème} Colloque au thème de la « **Sécurité et Transition énergétiques : Pour une nouvelle politique inclusive et anticipatrice** ».

En partant de ce constat difficile à admettre mais lucide, l'objectif principal de nos assises est d'aboutir à des recommandations précises pour inverser cette tendance et sauvegarder à terme la sécurité énergétique du pays, tout en réalisant une transition énergétique anticipatrice et maîtrisée. Cela ne peut se faire, qu'en tirant les enseignements des réussites et des échecs produits par nos politiques énergétiques passées, qu'en prenant en charge les préoccupations énergétiques actuelles et celles de long terme, et qu'en étant attentif aux évolutions des politiques énergétiques mondiales et plus particulièrement de celle de nos partenaires historiques.

«Notre avenir n'est pas ce qui va nous arriver, c'est ce que nous devons faire!». Ces mots du philosophe des sciences Gaston Bachelard reflètent exactement l'objectif principal de notre colloque qui est, une contribution à la prise en charge déterminée et efficace de la problématique de la sécurité et de la transition énergétiques de notre pays.

1. Les mutations de la scène énergétique internationale (2000-2021) : quels enseignements à en tirer pour l'Algérie ?

La scène énergétique mondiale a connu et connaîtra encore de profonds et puissants bouleversements. Les pays de l'OCDE ont engagé la mutation des composantes de leur modèle énergétique, comme celle de la mobilité en privilégiant l'électricité et l'hydrogène par rapport au pétrole. Cette évolution prendra du temps et ne donnera vraisemblablement ses résultats qu'au milieu du siècle tant les inerties sont fortes dans ce secteur. Néanmoins, la consommation pétrolière de ces pays se place déjà sur une tendance baissière depuis le début de la décennie. Il est évident que les changements sont et seront le résultat de ruptures technologiques et économiques encore en maturation, variant en fonction des tropismes énergétiques de chaque pays, comme en témoignent les difficultés de construction d'un modèle énergétique européen commun. Mais on peut admettre que la croissance des énergies neutres en carbone et autres gaz à effet de serre, connaîtra une très forte accélération la prochaine décennie, affectant significativement la géopolitique des hydrocarbures et du pétrole en particulier. Il reste que la révolution des pétroles de schistes américains peut être déjà considérée comme un événement majeur de ces dernières décennies. Les Etats-Unis, désormais indépendants des sources du Moyen-Orient déplacent, ce faisant, le centre de gravité de la croissance de la demande mondiale vers l'Asie (Chine et l'Inde en particulier) et, à un degré moindre vers l'Afrique, du fait de l'asymétrie historique et structurelle en matière de consommation énergétique. Ainsi le consensus des experts admet que 80% de la croissance de la demande pétrolière des trente prochaines années viendront des pays émergents.

En 2040, selon les projections actuelles, les hydrocarbures continueront à représenter près de 58% de la demande mondiale d'énergie avec 32% pour le pétrole et 26% pour le gaz. En 2050, selon les prévisions du Conseil Mondial de l'Energie (CME), le gaz naturel sera la source dominante du panier énergétique mondial, devant le charbon en voie d'extinction, le pétrole en fort recul, le gaz naturel stable et les En/R en forte progression.

L'industrie gazière s'est fortement développée suite à l'élan donné par les gaz de schiste américains. Dans le même temps, le développement du GNL, dont l'Algérie a été pionnière, a accéléré la tendance à la globalisation des marchés gaziers avec le Bassin atlantique comme zone d'arbitrage. L'augmentation de la taille des méthaniers (jusqu'à 260 000 m³) et l'allongement de leurs routes contribue à cette dynamique. Le gaz, connu pour sa moindre empreinte carbone que celle du pétrole est vu non plus comme une « bridge energy » (énergie de transition) vers la neutralité carbone, mais comme une « destination energy ». La croissance de l'industrie gazière, a été violemment secouée par les ratés d'une transition énergétique, menée dans la précipitation, excessivement politisée. L'intermittence et la discontinuité propres aux énergies renouvelables se sont bruyamment manifestées, notamment par les arrêts intempestifs et prolongés des fermes éoliennes en Europe. Cela a été aggravé par l'insuffisance des capacités installées de production, tant éoliens que photovoltaïques. Bien plus, les échecs enregistrés dans quelques grands centres d'électricité solaire produit selon la technologie concentrée (CSP) témoignent également de ces insuffisances. A l'inverse on devra noter la réussite de la filière photovoltaïque qui s'est imposé sur les marchés des En/R du fait de la réduction considérable de ses coûts. Malgré cela, la conséquence est une forte déflagration des marchés gaziers au cours de l'automne 2021, qui ont vu les prix augmenter de 300% en une année. Plus inquiétant et inattendu, leur corrélation avec les prix pétroliers s'est renforcée dans un contexte de forte incertitude post pandémie qui a vu la vigueur de la reprise surprendre les plus avisés des analystes.

Ces convulsions de la scène énergétique mondiale ont un impact sur l'Algérie en tant qu'exportateur d'hydrocarbures. Si, pour l'heure, le pétrole est adressé indifféremment vers tous les pays de la planète, le gaz naturel algérien a pour marché naturel et historique l'Europe. Disposant de trois gazoducs transcontinentaux et d'une capacité de liquéfaction suffisante pour couvrir une part significative des besoins de ses marchés, notre pays devrait se trouver dans une situation confortable pour faire face aux nouveaux entrants, particulièrement agressifs sur le marché européen, le Qatar au premier chef, les Etats-Unis, les pays de l'Est méditerranéen, et, demain ceux de la cote Est africaine. Le marché gazier s'est libéralisé en 1996 au Royaume-Uni et sous l'impulsion de l'Union européenne en 1998, instaurant une coexistence entre transactions de long terme, avec clause de *take or pay* et indexation sur le pétrole et les produits pétroliers, et le marché spot de court terme dont le prix est directeur dès lors que les prix indexés s'apprécient sous l'effet des prix pétroliers.

Sur la base de cette analyse rétrospective, on peut résumer en huit points les faits marquants de la scène énergétique mondiale des deux dernières décennies, ayant eu ou pouvant avoir un fort impact sur l'Algérie.

1.1. L'avènement du gaz de schiste (2008) comme ressource exploitable puis commercialisable massivement par les Etats-Unis d'abord qui deviennent exportateurs de gaz naturel, notamment vers l'Europe sous forme de GNL.



1.2. Le changement des stratégies commerciales des pouvoirs publics et des acteurs énergétiques européens qui rejettent, avec l'appui de l'UE, les contrats d'achats à long terme au profit d'opérations en marché spot. En conséquence il faudra s'interroger sur les limites et menaces des contrats de long-terme et l'évolution des marchés gaziers dans un contexte en pleine mutation.

1.3. La crise brutale et de cycle long des prix du baril de pétrole initiée le deuxième semestre 2014 qui a été aggravée en 2020 par la chute de la demande mondiale d'hydrocarbures résultant de la pandémie de la Covid19.

1.4. L'existence d'un mécanisme inédit, mais efficace, de défense des prix des hydrocarbures, il s'agit de l'OPEP+, un mécanisme comprenant l'OPEP et des pays exportateurs non OPEP, tel que la Russie. Un mécanisme similaire pourrait voir le jour à terme à partir du Forum des Pays Exportateurs de Gaz (FPGE) dont le secrétaire général est notre ami Mohamed Hamel que nous félicitons pour sa récente élection.

1.5. La montée des enjeux géopolitiques et stratégiques liée à la mise en place des réseaux de transport intercontinentaux de gazoducs (North Stream 2, Nigal, etc).

1.6. Les transitions énergétiques basées sur la sobriété et l'efficacité énergétiques et les En/R (solaire et éolien essentiellement) trop rapidement menées et surévaluées en Europe notamment, qui ont montré quelques limites en termes de couverture des besoins énergétiques. Cette précipitation a été portée en Allemagne notamment par l'accident nucléaire de Fukushima au Japon qui a conduit à la sortie annoncée de ce dernier pays et de l'Allemagne de l'électricité nucléaire. Néanmoins il faut relativiser cet événement car l'Allemagne ne possède que 19 réacteurs nucléaires, dont 6 encore en fonctionnement sur 123 au sein de l'Union Européenne auxquels s'ajoutent 70 réacteurs dans le reste de l'Europe (Royaume-Uni, Russie, Suisse et Ukraine). Aujourd'hui le nucléaire demeure la plus grande source d'énergie non-émettrice de CO2 en Europe. D'où le positionnement de la France qui renforce cette option énergétique et 10 autres pays en Europe, de même que la Chine qui poursuit tout simplement son programme nucléaire.

1.7. La validation de la filière photovoltaïque par les marchés mondiaux avec une forte chute des coûts de production, à l'inverse de la filière concentrée solaire qui se heurte encore aux problématiques de stockage et de transport, et qui a connu des échecs financiers retentissants au Nevada (USA), et à Ouarzazate (Maroc).

1.8. Les effets à venir des décisions prises récemment par la COP26 tenue à Glasgow le mois dernier sur l'industrie mondiale des hydrocarbures liquides et gazeux, en rapport notamment avec les taux admissibles de rejet de CO2, et de l'objectif et du calendrier mondial de neutralité carbone. Ces dispositions et d'autres politiques adoptées par les organisations régionales et internationales pourraient même avoir, à terme, un effet d'éviction sur les sources de financement

des hydrocarbures, notamment gaziers, dont les besoins sont incontournables à l'horizon 2050 (projection du Conseil Mondial de l'Énergie).

2- Etat des lieux en Algérie (ressource/production/consommation) : la montée d'une problématique sérieuse de sécurité énergétique (2007 -2030)

L'analyse rétrospective des deux dernières décennies et son prolongement prospectif jusqu'à 2030 nous indique clairement, à cet horizon, une obligation d'arbitrage entre l'exportation des hydrocarbures ou la couverture du marché national. Les solutions existent pour traiter cette situation critique. Il faut pour cela mettre en œuvre dès à présent, une politique énergétique affichée et assumée qui intègre le développement des ressources hydrocarbures conventionnelles, non conventionnelles, et renouvelables, sur les bases du principe de réalisme, mais aussi de celui de précaution.

Nous devrions à cet effet résoudre une équation à plusieurs inconnues liée à l'offre (volumes des En/R injectés dans le réseau électrique et/ou utilisés en autarcie, niveau d'élargissement des productions d'hydrocarbures conventionnels et non conventionnels) et à la demande (maîtrise démographique et effets de la rationalisation du modèle de consommation résidentiel, industriel, de mobilité et transport des biens, l'introduction de l'énergie nucléaire et à quelle échéance, la transformation de l'industrie pétrochimique, le dessalement de l'eau de mer et le développement de l'agriculture sur les régions semi-désertiques ou désertiques). L'exploitation des résultats des outils de modélisation existants devrait faciliter les choix stratégiques de notre politique énergétique et leur mise en œuvre opérationnelle.

En d'autres termes les variables quantifiées à identifier de façon dynamique sont relatives en premier lieu au niveau des réserves et/ou du potentiel des ressources mobilisables qu'elles soient fossiles, renouvelables ou nouvelles et à nos capacités de les développer et de les produire. En second lieu elles portent sur les données structurant notre modèle de consommation énergétique et sur celles du chiffrage d'une part des financements requis pour les investissements énergétiques et d'autre part des retours attendus sur investissements au profit de l'économie de l'Algérie, et des besoins sociaux, économiques et d'accomplissement humain de ses citoyens. A cela s'ajoutent la connaissance précise de ce que les planificateurs appellent les conditions initiales du secteur énergétique.

A ce sujet, trois constats largement établis attestent de la convergence de facteurs de menaces porteuses de périls sur la sécurité de notre système énergétique :

2.1. La tendance au déclin de la production et du taux de renouvellement des réserves pétrolières et gazières nationales.

Cette situation renvoie certes à des raisons naturelles mais aussi à la mise en œuvre de stratégies insuffisamment efficaces dans les domaines de l'exploration, de l'extraction et de la maintenance des gisements. Elle est repérable par le petit nombre et la faible taille des nouvelles découvertes d'hydrocarbures en Algérie. Dit autrement on peut considérer que le pays a franchi

son pic pétrolier en 2007 ce qui signifie qu'il a consommé son dividende géologique. Même si le domaine minier national reste largement inexploré, il est très peu probable que les gisements qui restent à découvrir soient aussi importants et productifs que ceux qui l'ont été par le passé. Ces faibles performances sont dues aussi à un partenariat insuffisant avec les compagnies étrangères sous l'empire d'une législation qui s'est avérée peu attractive par son caractère instable et inadaptée.

Outre ces deux contraintes majeures, géologique et institutionnelle, le secteur des hydrocarbures a continué de subir une double pression, celle de l'explosion des besoins énergétiques internes et celle de la pression des besoins financiers. Cette double pression a conduit à exploiter, de plus en plus et d'une manière non optimale, les réserves récupérables.

2.2. Une consommation énergétique nationale qui a littéralement explosé au cours de ces deux dernières décennies.

Il faut rappeler d'abord que notre mix énergétique primaire est, dans sa structure actuelle, totalement composé d'hydrocarbures : 35% d'hydrocarbures liquides et 65% de gaz naturel.

La consommation nationale en carburants, rigide dans sa structure, est prévue passer, même dans un scénario bas, de 12,6 à 17,5 millions de tonnes entre 2020 et 2025, puis 19 millions de tonnes en 2030. Sa structure est actuellement composée de 68% en gasoil, 26% en essence, et seulement de 6% en GPL.

Le taux de raccordement national à l'énergie est de 98% au réseau électrique, et 66% au réseau de distribution du gaz. La consommation nationale de gaz naturel est passée de 27 à 46 Mds m³ entre 2009 et 2019, avec une croissance annuelle de 4,5% pour la génération d'électricité et 8,5% pour la distribution publique de gaz naturel. Elle est appelée dans le cas d'un scénario moyen, à passer à 62 Md m³ en 2030. Le bilan de consommation de la période 2035 – 2050 dépendra aussi du niveau d'introduction des nouvelles sources d'énergie, ainsi que des gains en économies d'énergie tous secteurs confondus.

La demande interne en électricité générée essentiellement à partir du gaz naturel, à raison de 98%, a progressé en moyenne de 7% par an en passant de 42 TWh en 2009 à 75 TWh en 2020. Elle est prévue se poursuivre environ au même rythme à l'horizon 2030.

La puissance maximale appelée est passée de 7.500 MW en 2009 à 17.300 MW en 2019 pour tout le territoire national. Selon un scénario moyen elle pourrait atteindre un peu plus que 27.000 MW en 2030.

La capacité de production installée est passée durant la même période de 11.300 MW à 22.000 MW en 2019. Il est prévu de lui rajouter 15.000 MW à travers le programme GEAT à l'horizon 2029, pour arriver à 37.000 MW.

La quote-part de l'électricité d'origine gazière devrait baisser au-delà de 2030 du fait de la croissance prévue de l'électricité venant des EnR d'une part et des effets des programmes d'économie d'énergie d'autre part.

Le programme de 22.000 MW EnR adopté en 2011 n'a été que très faiblement mis en œuvre. A ce jour seulement 400 MW ont été réalisés. Ce programme qui vient d'être restructuré en 15.000 MW à réaliser entre 2021 et 2035, contient une première tranche de 1000 MW à lancer à fin 2021. Il devrait en principe se poursuivre et surtout s'accélérer pour stabiliser la croissance de la génération électrique à partir du gaz naturel. Le gain en gaz naturel cumulé si ce programme se réalise pourrait atteindre 18 Md m³ en 2030, puis 22,5 Md m³ en 2035.

Le programme d'économie d'énergie dans tous les usages (résidentiel, mobilité et transport, industries), qui devrait permettre d'économiser aussi bien de l'électricité, du gaz naturel que des carburants, n'est publiquement pas identifié. Par conséquent on ne connaît ni le contenu précis ni les résultats escomptés.

Les problématiques qui émergent de cette cartographie énergétique sont alors facilement identifiables :

1. Avons-nous actuellement et aurons-nous à long terme les réserves et ensuite les capacités de production de pétrole et de gaz naturel pour soutenir ce niveau de consommation tout en réservant une partie pour l'export ? Il faut préciser déjà que la production totale actuelle d'hydrocarbures conventionnels est d'environ 190 millions de Tep et devrait ou pourrait en principe augmenter à moyen terme, avant d'entamer un déclin vers la fin de la prochaine décennie s'il n'y a pas de nouvelles découvertes ou de développement des hydrocarbures non conventionnels. Cette tendance affectera aussi bien les hydrocarbures liquides que le gaz naturel dont la production globale en 2020 a atteint 137 Md m³, dont environ 90 Mds m³ en moyenne sont commercialisables, le reste étant destiné à l'autoconsommation et la réinjection.

1. Au total les réserves conventionnelles prouvées sont actuellement estimées à 4200 millions de Tep, et nul ne peut raisonnablement parier sur un renouvellement significatif des réserves d'hydrocarbures conventionnels en mesure de répondre aux besoins futurs, surtout celles en gaz naturel. Dans ce cas, l'option du recours aux hydrocarbures non conventionnels apparaît incontournable mais aurons-nous les moyens et les capacités de les développer de façon optimale et sans danger pour l'environnement ?

Seules des actions et mesures fortes et résolues d'élargissement de nos réserves et productions d'hydrocarbures combinant les économies d'énergies, l'introduction de sources d'énergies alternatives (renouvelables et nucléaire) pourraient combler les lacunes pour éviter les situations de rupture et de précarité énergétique, et au mieux soulager la pression sur le secteur des hydrocarbures et libérer des ressources pour l'exportation. C'est à ce prix que la sécurité énergétique pourra être confortée, et que le secteur des hydrocarbures pourra en parallèle

continuer à contribuer au financement externe de l'économie, en attendant le relais opéré par d'autres moteurs diversifiés de la croissance.

2.3. Le financement externe du pays porté quasiment par les seules recettes d'exportation d'hydrocarbures.

En effet l'Algérie, en dépit du discours tenu, n'a pas pu diversifier la fonction d'accumulation financière externe faute de politiques et de stratégies alternatives au modèle économique rentier basé sur la mono exportation des hydrocarbures et sur la seule dépense publique comme moteur de croissance. Ces besoins sont structurellement quasi incompressibles et leur couverture est elle aussi prise en étau entre la variable parfaitement exogène des prix internationaux qui évoluent de manière très incertaine aujourd'hui après la crise de cycle long de juin 2014, et celle de l'obligation de couvrir la demande énergétique nationale. Il ne s'agit déjà plus d'exporter en veillant à préserver des réserves pour les générations futures, mais de le faire sans pénaliser la consommation interne du moment. L'exercice relève désormais non pas de la projection des équilibres à moyen long terme, mais du bouclage des prochains bilans énergétiques et financiers annuels.

Une stratégie nationale des exportations hors hydrocarbures a pourtant été formulée en 2018 avec l'appui technique d'une expertise extérieure. Elle a permis de prendre toute la mesure du chantier à ouvrir et faire prendre quelques premières décisions, vite oubliées dès que les prix du baril de pétrole se redressaient. Il convient de rappeler que cette stratégie, inscrite dans un nouveau paradigme de croissance n'avait pas seulement pour objectif l'augmentation marginale du niveau des exportations hors hydrocarbures mais la libération de tout le potentiel que recèle la nation par l'émergence d'exportations massives, diversifiées et à haute valeur ajoutée à partir des secteurs industriels, agricoles et de services. Il a fallu attendre 2021, c'est-à-dire plusieurs décennies, pour que les exportations hors hydrocarbures, avec plus de \$4 milliards, surmontent le plafond de verre de \$2 milliards d'exportations. C'est un premier succès qu'il faudra consolider dans cette nouvelle vision car c'est à ce prix que la sécurité énergétique sera confortée. Mais à l'inverse, il faut avoir présent à l'esprit que le déploiement des activités dans les secteurs exportateurs surtout industriels, ne manquera pas de générer un surcroît de besoins énergétiques dont le poids sera d'autant plus important que les créneaux et filières choisis miseront, dans certains cas, sur l'apport de la ressource énergie comme avantage comparatif. L'exemple des industries des engrais, du ciment, de l'acier, et de l'augmentation des programmes de dessalement de l'eau de mer imposé par le stress hydrique, sont des exemples significatifs.

En résumé de tout ce qui précède, la couverture des besoins énergétiques internes et celle des besoins du pays en devises pèsent sur des réserves d'hydrocarbures conventionnels qui risquent de ne plus pouvoir répondre à ces besoins à la fin de la décennie en cours. Les perspectives économique et sociale du pays sont enfermées dans cette problématique triangulaire où le secteur des hydrocarbures n'est plus en mesure d'assurer simultanément l'approvisionnement du marché national et le financement externe d'une économie extravertie, tributaire de ses importations. Au-

delà du domaine déjà très sensible de l'énergie, on voit bien que les enjeux touchent ici le cœur même du modèle de développement économique sur lequel repose le développement social et humain, et les équilibres sociopolitiques du pays.

3. Déroulement et contenu des travaux du Colloque

Ainsi pour nous, sécurité énergétique et transition énergétique, objet de ce Colloque, sont les deux faces du même système : complémentaires, intimement liées et non pas deux approches contradictoires ou antinomiques, comme certains courants tendent à le faire croire.

Dans le traitement de cette problématique nous avons préféré retenir la démarche diachronique à la démarche chronologique et datée. Cela pour pouvoir anticiper la réponse à la question suivante : comment concrètement allier sécurité et transition énergétique à un horizon donné, 2030 pour le moyen terme et 2050 pour le long terme ? En d'autres termes, l'objet de ce colloque est de contribuer à ce que la démarche de transition énergétique, à revisiter et consolider, s'effectue, à moindre coût financier et environnemental à long terme, tout en veillant à ce que soit garanti à tout moment la sécurité énergétique du pays, y compris par la production de ressources d'hydrocarbures.

On ne peut en effet séparer la mise en œuvre concomitante de ces deux concepts dans les modèles énergétiques, sans s'exposer au risque de rupture d'un approvisionnement fiable et continu du système économique (production de biens et de services) et de la couverture des besoins sociaux (résidentiel, mobilité, éducation, santé), et ce faisant, à compromettre la sécurité tout court du pays en question. C'est sur ce qu'on appelle le principe de réalisme sur lequel les politiques énergétiques des différents pays, y compris l'Algérie, doivent s'adosser.

Mais cela n'est pas sans poser une problématique transitionnelle complexe, porteuse d'incertitude technique et financière et même de risques d'erreurs dans les choix. C'est d'ailleurs la raison pour laquelle cette problématique transitionnelle est traitée différemment par chaque pays, selon d'une part ses caractéristiques politiques et sociales et ses tropismes énergétiques ainsi que l'évolution et la maîtrise des technologies y afférentes et leurs coûts. Le mimétisme et/ou le volontarisme comme stratégie(s) ne fonctionne(nt) pas dans ce cas.

Pour ce qui nous concerne, il y aura d'abord à identifier et spécifier dans les communications et débats, les difficultés d'arbitrages des choix publics, en s'appuyant sur les analyses esquissées dans les deux premières parties de ce texte portant sur :

- les mutations des conditions macro-économiques nationales et l'évolution des systèmes énergétiques internationaux, sur le moyen et long terme,
- l'état de nos ressources naturelles épuisables et renouvelables,
- l'évolution des capacités financières et institutionnelles du pays,
- et enfin à celles des processus internes de maîtrise des nouvelles technologies énergétiques en émergence.

Sous le faisceau de ces analyses, les contraintes ayant empêché la mise en œuvre du programme adopté en 2011 devront être réévaluées et les corrections de trajectoire précisées à la fois dans la vision et dans la mise en œuvre. Cela évitera de persister dans des approches irréalistes, notamment celles d'une sortie immédiate des énergies carbonées, parce qu'elles sont en décalage par rapport aux réalités du pays, de ses capacités financières et par l'état des rapports de forces internationaux dans l'appropriation, sous différentes formes, des ressources énergétiques conventionnelles, non conventionnelles, renouvelables, et nucléaires.

Ce cadrage méthodologique et les éléments de contexte esquissés plus haut nous permettent d'identifier nettement les trois aspects fondamentaux de cette problématique et des pistes de solutions qui seront pris en charge dans les communications des trois panels et les débats qu'elles susciteront.

Ces trois aspects sont déclinés de la façon suivante :

- **Le Panel 1 : Quelles leçons tirées des avancées et des échecs des politiques énergétiques passées (2000-2020) ?**

Il aura la tâche de capitaliser les expériences passées en particulier celles des vingt dernières années pour en tirer les enseignements et rénover la vision et les approches, qui ont mené à des déséquilibres structurels inquiétants, voire à de graves dérives reflétées dans l'évolution rétrospective du bilan énergétique national. Il en résulte aujourd'hui que des menaces sérieuses pèsent sur notre sécurité énergétique à court et long termes, ce qui fera respectivement l'objet du Panel 2 et du Panel 3.

- **Le Panel 2 : Face aux menaces sur notre sécurité énergétique, quelles solutions à inscrire prioritairement à court et moyen termes (2021-2030) ?**

Ces solutions sont de deux types. Les unes s'adressent à des menaces qui sont déjà présentes et annoncent leurs effets désastreux sur la consommation interne et les exportations pour les toutes prochaines années. Elles sont urgentes et prioritaires. Les autres le sont également car elles mettent en route des dynamiques qui nécessitent du temps pour préparer un avenir plus lointain. Il est attendu de ce 2^{ème} Panel qu'il propose ces deux types de solution, qu'il explicite les argumentaires stratégiques et énergétiques qui permettent d'en justifier la pertinence et la cohérence, et qu'il apporte des éclairages sur les conditions de leur faisabilité dans l'immédiat sur le plan technique, financier, institutionnel et autres et sur la garantie de leur impact sur le court terme.

- **Le Panel 3 : Quelle transition énergétique pour l'Algérie de nature à garantir sa sécurité énergétique à moyen et long termes ?**

La valeur ajoutée attendu de ce 3^{ème} Panel sera de dépasser la répétition de ce que tout le monde sait pour aller au fond du débat sur les raisons du statu quo et les conditions requises pour le dépasser. Faut-il envisager des options comme celle du gaz de schiste et celle du nucléaire ? Si

oui sur quelles bases et avec quels prés requis ? Sinon, comment combler les déficits énergétiques qui se profilent à l'horizon ?

4- Quelques recommandations soumises à débat, en réponse aux problématiques posées : pour une nouvelle politique énergétique inclusive et anticipatrice

Dans le souci de stimuler des débats de qualité et de réduire, dès le début de nos travaux l'asymétrie d'information, il nous a semblé utile de résumer et d'exposer ci-dessous quelques recommandations essentielles à verser au débat, y compris contradictoire. Ces dernières sont issues à la fois du cadrage du concept note qui accompagne l'appel à communication et des textes et communications rédigés par les contributeurs.

Il est entendu que les éléments de problématiques et les recommandations sont soumis à débat avec la ferme conviction qu'il nous est possible de construire ensemble un consensus autour des éléments principaux servant pour un « Plaidoyer pour une nouvelle politique énergétique nationale ». Il s'agira, pour ce faire, de mettre en exergue les facteurs de succès, ainsi que les actions, mesures et initiatives marquantes et prioritaires à prendre sans tarder dans une vision de long terme de la sécurité et de la transition énergétiques dans laquelle devra s'engager sans plus tarder notre pays.

Notre perception et notre lecture, en tant qu'organismes de ce 6^{ème} colloque du Club Energy, acteur engagé de la société civile, nous conduisent à formuler des recommandations les plus urgentes et les plus utiles suivantes :

- ✓ Accélérer des programmes EnR, soutenue par une démarche réaliste, endogène et déterminée notamment pour la phase de démarrage du package de 1000 MW,
- ✓ Veiller à associer dans tout programme énergétique, notamment d'EnR les producteurs algériens de biens et de services, comme vecteurs appropriés d'intégration industrielle et technologique,
- ✓ Mettre à niveau et développer concomitamment des infrastructures de raccordement aux réseaux centralisés quand c'est nécessaire, et locaux des productions territoriales de l'électricité provenant des EnR produite par les agents économiques mais aussi les ménages pouvant fonctionner en autarcie,
- ✓ Créer à cet effet un réseau composé des clusters énergétiques concernés, d'entreprises motrices et start up, d'universités et de centres de recherches en vue d'assurer une veille technologique et industrielle pour la promotion de l'hydrogène,
- ✓ Mettre en œuvre de façon déterminée un programme inclusif robuste touchant l'ensemble des tissus économiques et sociaux en matière d'économie d'énergie,
- ✓ Réviser les programmes d'investissement en matière de centrales à gaz, y compris en envisageant de reporter le déclassement des certaines d'entre elles,
- ✓ Préparer dès à présent l'option du recours aux hydrocarbures non conventionnels, qui nous semble inévitable au-delà de 2030, pour asseoir notre sécurité énergétique. Ce choix doit

être initié dès à présent dans ses aspects technologiques et commerciaux mais aussi dans la mise des filets de protection environnementaux et de son acceptabilité sociale,

- ✓ Recourir à la génération électronucléaire est également requis dans le mix énergétique et devrait être disponible à l'horizon 2035. Pour ce faire le programme doit être lancé au plus tard en 2025,
- ✓ Élargir enfin les politiques de transport public et de mobilité à travers l'introduction à terme de l'électricité comme énergie.

L'ensemble de ces réflexions et recommandations, résultent de centaines d'heures de travail des membres du Comité d'Organisation auxquels il faut rendre hommage pour la disponibilité et la continuité d'efforts dont ils ont fait preuve depuis le début de la préparation de ce Colloque du Club Energy

Les sources de référence utilisées pour les données historiques de l'Algérie proviennent du secteur de l'énergie : Ministère de l'Energie et des Mines (MEM), SONATRACH, SONELGAZ, ALNAFT, ARH et la CREG. Les projections indiquées sont estimées par le Comité d'Organisation du colloque.

3. Keynote speaker du Colloque 2021. La transition énergétique en Algérie : une étape incontournable pour assurer notre sécurité à long terme par N.Ait Laoussine.

Préambule

Je remercie le Comité d'Organisation de m'associer à vos réflexions à partir de Genève. Je regrette bien entendu de ne pas être parmi vous après une longue séparation. Mon intention est de vous faire part de mon point de vue sur la situation actuelle du secteur énergétique national, sur les grandes incertitudes auxquelles il est confronté et sur ses perspectives d'avenir. Mon intervention est axée sur la nécessité d'une « nouvelle politique inclusive et anticipatrice » pour reprendre le thème choisi pour cette nouvelle rencontre.

Les responsables du secteur font de leur mieux pour atténuer les effets d'une crise multidimensionnelle sans précédent. Je tiens à saluer les actions de redressement en cours même si je considère qu'on pourrait mieux faire. Je veux aussi féliciter le Comité d'Organisation d'avoir planté le décor avec sa « concept note » qui couvre bien les différentes thématiques du débat. Cette note rappelle, en effet sans complaisance, les facteurs de menace auxquels notre pays est confronté et nous invite à réfléchir sur les principales mesures qu'il convient d'envisager pour desserrer les contraintes actuelles. Elle permet ainsi d'entrer dans le vif du sujet : comment assurer la sécurité énergétique du pays à l'horizon 2030 pour le moyen terme et 2050 pour le long terme ?

Nous sommes tous conscients du fait que l'industrie mondiale des hydrocarbures est confrontée à une menace existentielle, même si certains d'entre nous doutent encore de la fin prématurée de l'ère du pétrole et du gaz. Nous sommes tous, ou avons été, des professionnels du secteur et, à ce titre, nous devons accorder quelque crédit au diagnostic dressé par les nombreux rapports d'experts et des institutions internationales ainsi qu'aux différentes feuilles de route envisagées pour réduire l'impact de l'industrie des hydrocarbures sur le réchauffement climatique. Nous

Adresse : Association Club Energy 3, Rue Mohamed DRARENI BP n° 295 Chemin Hydra, Alger

Mail : clubenergy2020@gmail.com

sommes donc capables, en principe, de faire la part des choses, de déceler les tendances et d'anticiper les ruptures. Il reste que l'immense majorité des scientifiques pensent que les problèmes liés au réchauffement climatique sont bien réels, qu'ils sont dus à l'activité humaine et qu'ils peuvent conduire à la fin de l'ère du charbon, la baisse inéluctable de la consommation pétrolière à moyen terme et celle du gaz à long terme. Les experts sont unanimes : il convient d'ores et déjà de s'y préparer afin de ne pas compromettre l'avenir de l'humanité.

Pour l'Algérie, ce qui importe le plus c'est de s'adapter aux mutations énergétiques mondiales qui peuvent intervenir bien avant la fin du pétrole à l'image de ce que nous constatons visiblement aujourd'hui avec la multiplication et l'aggravation des désastres liés au dérèglement climatique pourtant annoncés depuis plusieurs décennies. Les pays producteurs d'énergies fossiles doivent toujours être conscients des implications à long terme du réchauffement climatique et engager sans attendre des mesures conservatoires concrètes sur le terrain avant qu'il ne soit trop tard.

L'industrie des renouvelables est en forte croissance

La transition énergétique avance à grands pas un peu partout dans le monde et bouscule l'ordre établi à un rythme accéléré. Les énergies renouvelables jouent désormais un rôle primordial dans la génération électrique globale : leur capacité a connu une croissance vertigineuse depuis le début de ce siècle avec une augmentation annuelle de 6%. Celle du solaire, de l'éolien et de la biomasse a été encore plus spectaculaire : au cours de la même période, elle a été globalement multipliée par 10 au rythme de 15% l'an. Le photovoltaïque est devenu le leader de la transition avec une capacité atteignant 1000 GW environ à l'échelle mondiale après les 200 GW de capacités nouvelles installées cette année. La capacité du photovoltaïque compte déjà pour 20% de la capacité d'électricité globale et devrait atteindre 30% à l'horizon 2030.

Dans le même temps, les progrès technologiques ont conduit à une réduction considérable du coût de l'électricité verte. Alors qu'il était supérieur de 15% au KWh produit dans les centrales à gaz il y a une dizaine d'années, il lui est aujourd'hui de 30% inférieur en Asie où les centrales les plus efficaces peuvent le produire au prix de 1.5 centimes de dollars le KWh, auquel il faut ajouter le coût de son intégration au réseau de l'ordre de \$0.30 centimes/KWh.

Le basculement a été tout aussi brutal dans l'industrie de l'automobile. Les ventes de véhicules électriques connaissent là aussi une progression vertigineuse. Leur part de marché est de 20% en Europe et de 15% en Chine. Avec seulement 4%, les Etats Unis sont à la traîne en attendant l'entrée en vigueur de la récente décision du Président Biden d'augmenter leur part de marché à 50% à l'horizon 2030. A l'échelle mondiale, la part de marché des véhicules électriques, qui a connu un bond considérable l'an dernier, atteindrait 6.4 millions d'unités cette année et, selon l'AIE, 55 millions d'unités en 2030.

Là aussi, des progrès considérables ont été réalisés au niveau du coût de construction des nouveaux véhicules qui seraient bientôt disponibles à un prix, grosso modo, proche des véhicules traditionnels grâce aux économies réalisées le long de la chaîne de production, notamment le coût de fabrication de batteries de longue durée. La baisse concomitante des coûts opératoires et des dépenses d'entretien, estimée selon l'AIE, à 40% par rapport aux véhicules traditionnels, devrait,

en outre, augmenter l'attrait des nouveaux modèles. Cela devrait nous inciter à réduire nos investissements dans une filière appelée à disparaître à moyen terme.

Dans un autre ordre d'idées, alors que l'hydrogène était très peu évoqué dans nos réunions précédentes (sauf le plaidoyer de Belkacem Bennikous en 2012), il est considéré aujourd'hui comme l'énergie du futur par excellence. Il suscite de nos jours un regain considérable d'intérêt dans l'industrie en tant que source d'énergie propre qui pourrait se substituer au gaz dans certaines de ses applications. Notre regretté Abdelwahab Bennini était dans le juste, que Dieu repose son âme.

Ces trois exemples illustrent la rapidité avec laquelle le changement s'opère et peut s'accélérer. La soudaineté et le caractère inattendu des désastres que nous avons connus cette année, du fait des dérèglements climatiques, devraient nous encourager à changer de cap dès aujourd'hui en prévision du déclin à terme de la demande en énergies fossiles. A défaut d'actions concrètes immédiates, et en l'absence de politiques incitatives claires du gouvernement, nous risquons de compromettre l'avenir de nos enfants et des générations futures.

Le déclin de l'industrie pétrolière est bien réel

La production mondiale de pétrole conventionnel a atteint son apogée en 2008. Depuis, la production globale d'hydrocarbures liquides a été partiellement soutenue par l'augmentation de la production de schistes américains, des pétroles lourds canadiens ainsi que l'apport non négligeable des condensats, du GPL et des biocarburants.

Depuis le début de ce siècle, les grands groupes pétroliers se sont préparés à ce déclin, d'abord timidement à travers la transition énergétique tout en poursuivant leur objectif de croissance et, ensuite, en réduisant leurs investissements sur toute la chaîne pétrolière sous l'effet de la crise sanitaire et de ses conséquences sur le déclin prévisible de la consommation pétrolière mondiale. Désormais, les grandes compagnies internationales poursuivent une stratégie sélective de croissance en se repositionnant sur des actifs plus compétitifs à court cycle de production et au moindre coût. Certaines ont annoncé qu'elles ne s'engageraient plus dans l'amont des pays où elles sont déjà en activité alors que d'autres ont réduit leur plan de développement à long terme. Toutes redoutent la mise au rebut (stranded assets) de leurs actifs en amont.

Cette perspective n'augure rien de bon pour notre pays qui espère toujours relancer l'activité en amont en association avec des partenaires étrangers dans le cadre de la nouvelle loi qui comporte des avancées réelles tant sur le plan fiscal que sur le volet administratif. Son entrée en vigueur a cependant coïncidé avec l'arrivée du Covid, au moment où les grands groupes pétroliers ont décidé de réduire leurs investissements. Compte tenu du processus extrêmement long chez nous sur le long chemin de la négociation de nouveaux partenariats et du retard persistant dans la mise en production des nouvelles découvertes, les nouveaux barils risquent d'arriver trop tard en cas d'une détérioration plus rapide du marché pétrolier. Ce retard grève le prix de revient et risque de décourager les nouveaux investisseurs qui consacrent désormais l'essentiel de leur cash-flow au développement des énergies propres. Si cette tendance devait se confirmer, on pourrait tout au plus stabiliser la production nationale qui dépendrait alors essentiellement du niveau de l'apport

financier de Sonatrach et, éventuellement, du Trésor public. Si tel devait être le cas, il faudrait alors réorienter la recherche de nouvelles réserves avant de recourir au forage systématique.

L'industrie gazière peut encore retarder son déclin

Le gaz naturel a mieux résisté à la crise sanitaire. La demande s'est révélée plus résiliente avec un déclin limité l'an dernier à 2% contre 9% pour le pétrole. Les prévisions à court et moyen terme tablent sur le retour dès cette année au niveau d'avant la pandémie alors que la consommation pétrolière n'a pas encore refait le chemin perdu.

Tout compte fait, la crise sanitaire a accéléré la transition énergétique au détriment du pétrole tout en améliorant, sans doute temporairement, les perspectives de développement du gaz naturel et notamment du GNL. C'est la raison pour laquelle les grands groupes pétroliers orientent le plus gros de leurs investissements dans la filière gaz au détriment de la filière pétrole à la faveur d'un mix énergétique alliant les énergies renouvelables, le gaz naturel décarboné et l'hydrogène vert.

L'industrie gazière peut donc retarder son déclin à condition qu'elle s'engage résolument à réduire ses émissions de gaz à effet de serre, pas uniquement au niveau relativement faible de la combustion du produit mais celles des efflux de méthane libérés tout au long de son processus de production de la tête du puits au brûleur. En effet, une récente étude conduite sous l'égide des Nations Unies aboutit à la conclusion que 85 à 90% de ces émissions (y compris le gaz torché) sont libérées sous forme de méthane qui serait 80 fois plus nocif pour l'atmosphère que le dioxyde de carbone. Comme nous le verrons plus loin, son élimination progressive a, d'ailleurs, été convenue lors de la COP26. Dans son scénario extrême, l'AIE prévoit une décélération du taux de croissance de la demande gazière mondiale dans le courant de cette décennie.

Le paradoxe de la démarche énergétique actuelle

Le moment me paraît venu pour orienter le débat vers une question fondamentale qui taraude tous les esprits. Elle résulte d'un paradoxe de notre démarche énergétique actuelle : celui d'une détermination à développer une industrie en déclin qui ne crée plus d'emplois, et notre hésitation à accélérer sur le terrain le développement d'une industrie florissante qui nous permettrait d'assurer, à la fois, notre sécurité énergétique à long terme, la diversification tant attendue de notre économie et donc la résorption du chômage (notre problème N°1) ? Pourquoi sommes-nous décidés à encourager la participation des capitaux privés étrangers dans les énergies fossiles en voie de disparition alors que nous n'arrivons pas à mobiliser concrètement la participation de capitaux privés algériens et étrangers dans des opérations de grande envergure pour valoriser notre potentiel exceptionnel dans les énergies renouvelables ?

La « concept note » préparée par le Comité d'Organisation nous invite à débattre de nos différentes options. A mon avis, il ne s'agit pas d'affaiblir un secteur au profit de l'autre. Il s'agit de sauvegarder le rôle toujours déterminant des hydrocarbures dans notre pays et à déterminer le meilleur usage de nos réserves d'hydrocarbures encore disponibles. Il s'agit d'accélérer la transformation du pétrole brut en produits pétroliers et pétrochimiques à forte valeur ajoutée avec des spécifications conformes aux nouvelles normes internationales afin de protéger nos exportations et de continuer à les écouler sur le marché extérieur.

En définitive, notre priorité n'est plus de produire davantage de pétrole brut si nos exportations sont doublement restreintes par leur empreinte carbone et les quotas de l'OPEP qui risquent d'être revus à la baisse. Notre priorité serait d'exporter davantage de produits finis, y compris le gaz associé à l'hydrogène vert. Dans cet ordre d'idées, notre pays a les moyens et les ressources pour s'élever au rôle de principal fournisseur d'électricité verte vers l'Europe compte tenu de notre riche potentiel, de l'étendue de notre infrastructure et de la compétence avérée et l'engouement de nos jeunes opérateurs. Le capital privé local a un rôle primordial à jouer dans ce domaine aux côtés de Sonatrach et de Sonelgaz. Il faut l'encourager et l'intégrer pleinement dans l'effort au moyen d'appels d'offre incitatifs et transparents.

La tâche qui nous attend est immense, il faut s'y préparer sans complexe. Nous en sommes capables. Nous avons été des pionniers dans le développement de l'industrie au GNL, dans la réalisation de gazoducs en mer profonde, dans la refondation des rapports entre les sociétés nationales et les majors ainsi que dans la conception d'un nouveau type de contrats de vente de gaz naturel à long terme. Cette réussite a contribué au renom de notre pays au sein de l'OPEP et sur le plan international.

Déterminer le meilleur usage des ressources disponibles

Déterminer le meilleur usage de notre patrimoine énergétique fossile consiste d'abord à rationaliser notre consommation qui s'élève toujours au double de la moyenne mondiale pour produire la même richesse. J'espère que les travaux en cours au sein du gouvernement permettront finalement de substituer au régime actuel des subventions un système ciblé conforme à sa finalité qui consiste à aider les citoyens les plus nécessiteux.

Déterminer le meilleur usage de nos réserves d'hydrocarbures restantes consiste aussi à tirer le maximum des lourds investissements déjà réalisés, à augmenter notre marge avec ce qui existe. En un mot, il s'agit de réduire substantiellement notre coût de production pour stabiliser le plus longtemps possible le niveau de notre production pétrolière.

Déterminer le meilleur usage des ressources disponibles consiste également à sécuriser la qualité de nos exportations afin de protéger notre part de marché. Sonatrach doit tenir compte des nouvelles exigences de ses acheteurs en termes de conformité avec la protection de l'environnement. Un retard dans la décarbonatation de notre système de production d'hydrocarbures, y compris celle des infrastructures de transport et de transformation, gênera, tôt ou tard, l'écoulement de nos produits vers les marchés extérieurs. Nos exportations de GNL sont déjà menacées dans la mesure où Sonatrach devra éventuellement fournir des certificats de neutralité carbone de ses exportations. A défaut, elle s'exposerait à des rabais sur son prix de vente ou à une baisse de ses exportations. D'une manière générale, nos exportations d'hydrocarbures subiront à terme les effets d'une généralisation à l'échelle mondiale de l'imposition de taxes à la frontière (carbon border adjustment tax) sur nos produits si leur empreinte carbone est jugée inadéquate par nos acheteurs.

Plusieurs voies sont possibles pour réduire l'empreinte carbone des activités associées à l'exploitation et la mise en valeur de nos hydrocarbures. Il s'agira d'en établir un ordre de priorité

en fonction de leur coût (et de leurs avantages) pour la société et du temps nécessaire à leur mise en application.

A première vue, l'acquisition de « crédits carbone », à travers la densification de la végétation et l'arborisation de la nature, paraît être la plus simple et la moins chère. Bien entendu l'on cherchera à éviter les erreurs de conception et de mise en œuvre de l'expérience du barrage vert des années 1970. Ces crédits carbone pourraient être utilisés soit pour compenser nos propres émissions soit vendues ou échangées sur le marché international, ce qui nécessiterait la création d'un département ad hoc au sein de la Division Commercialisation de Sonatrach.

Viendrait ensuite la réduction du gaz torché, une opération déjà en cours chez nous, qui doit être accélérée pour réduire les importantes quantités encore perdues malgré les restrictions imposées aux opérateurs en amont. Selon la CREG, le volume de gaz torchés l'an dernier est presque aussi important que les quantités consommées dans l'industrie nationale.

La chasse aux émissions de méthane doit aussi être lancée et poursuivie sans relâche sur l'ensemble de notre infrastructure de production, de transport et de transformation notamment dans nos usines de liquéfaction où les besoins en gaz pour l'autoconsommation pourraient être couverts par l'électricité produite localement à partir des énergies renouvelables. Les crédits carbone qui résulteraient de leur élimination, même partielle, pourraient couvrir une bonne partie des investissements requis tout en améliorant notre empreinte carbone. Dans cet ordre d'idée, il faudrait tirer des leçons de notre expérience d'injecter le CO₂ à In Salah en termes de coût final et sa compétitivité avec le procédé CCUS de séquestration et d'enfouissement du carbone afin d'examiner les possibilités de son extension ailleurs et de bénéficier des crédits prévus par le Protocole de Kyoto.

J'ai bien conscience que je suis loin d'avoir couvert l'immense étendue des voies que les progrès technologiques nous permettent d'envisager aujourd'hui pour réduire notre empreinte carbone. Je n'ai cité que celles qui me paraissaient évidentes chez nous. Il appartient à Sonatrach, qui est déjà impliquée dans la réduction de gaz à effet de serre, d'en faire une liste plus complète et d'adopter l'ordre de priorité qui lui convient afin de sécuriser ses exportations.

Les retombées de la COP26

La transition énergétique vient de connaître sa première crise (ou sa première contravention pour excès de vitesse) avec l'augmentation inattendue des prix des énergies conventionnelles. J'ai assisté récemment à une conférence internationale réunissant les principaux acteurs de l'industrie énergétique mondiale ainsi que des experts de renom. La grande majorité des participants reconnaît que les transformations en cours sont en partie responsables de la crise actuelle, sans pour autant remettre en cause les bienfaits universels d'une industrie décarbonée. Le consensus qui s'est dégagé est que la transition conduira inévitablement à un renchérissement du coût de l'énergie et à plus de volatilité pour les consommateurs. Il a également été souligné que pour les producteurs d'énergie fossile, le coût de la transition sera extrêmement lourd et peut être même inabordable.

La COP26 qui s'est tenue récemment à Glasgow a, malgré tout, réussi à renforcer l'Accord de Paris pour limiter le réchauffement climatique au seuil plus strict de 1,5 °C par rapport à l'ère pré-industrielle et à harmoniser l'action collective pour atteindre la neutralité carbone, si possible avant 2050 ou peu après. De nouvelles mesures ont été préconisées, parmi lesquelles :

- La réduction progressive du charbon dans la production d'électricité, (vues leurs circonstances nationales, certains gros producteurs, comme l'Inde, la Chine, les USA, l'Australie et l'Afrique du Sud, ne sont pas encore prêts à en concevoir l'élimination totale)
- La réduction des émissions de méthane soutenue par 105 pays avec l'objectif d'une baisse de 30% en 2030
- La fin progressive de la déforestation qui a reçu l'aval d'une centaine de pays y compris le Brésil
- L'abandon, très controversé, des subventions « inefficaces » accordées aux combustibles fossiles sur lequel le débat reste ouvert (aucune référence spécifique à la réduction de la production pétrolière autrement que par le biais de l'élimination du carbone).

Le sentiment général qui prévaut aujourd'hui est que :

- La neutralité carbone à l'horizon 2050, affichée à ce jour par une cinquantaine de pays (représentant 70% environ des émissions globales) et un peu plus tard par la Russie, la Chine, l'Inde et l'Arabie Saoudite, sera difficilement réalisable ;
- A supposer qu'elle le soit, elle ne permettra pas de limiter le réchauffement à +1.5°C mais à une fourchette comprise entre +1.8 et 2.3°C ;
- Les énergies renouvelables (solaire, éolien + biomasse) continueront à augmenter leur part de marché mais ne seront pas suffisantes pour assurer la neutralité carbone en 2050.

Les experts nous disent que pour atteindre cet objectif, il faudrait :

- Accélérer l'élimination du méthane au-delà de ce qui a été convenu,
- Investir massivement dans la séquestration du carbone et dans la production d'hydrogène et,
- Laisser la porte ouverte à une contribution accrue du nucléaire pour combler le déficit,

Les experts nous disent également que la neutralité carbone serait de toute façon impossible au prix actuel du charbon thermique de \$60/T (qui devrait selon certains scénarios atteindre \$100/T) et sans une intervention massive des banques et institutions financières internationales dans le développement des énergies nouvelles, notamment au profit des pays sous-développés, dont certains sont déjà dépourvus d'un approvisionnement énergétique régulier.

Sur le plan politique, les principaux acteurs dont dépend le succès d'une transition énergétique véritable, ne sont pas sur la même longueur d'onde. Nous avons, d'un côté, les 2 plus grands pollueurs de la planète, les USA et la Chine qui préconisent l'accélération de mesures vers une transition verte et, de l'autre côté, les 2 plus importants exportateurs d'hydrocarbures, l'Arabie Saoudite et la Russie, qui s'opposent à une transition express qui consisterait, en définitive, à

opposer les énergies conventionnelles aux énergies nouvelles alors que l'humanité a besoin de toutes les sources d'énergies sûres et abordables sans préjudice de leur origine.

Présentée à l'origine comme le sommet de la dernière chance, la COP26 n'a pas rapproché les points de vue des principaux acteurs. Elle a cependant le mérite d'avoir laissé la porte ouverte à des engagements plus ambitieux. Ceci dit, les futures rencontres et négociations ne devront plus faire l'impasse sur les considérations politiques qui doivent guider la recherche de compromis pour une transition « juste » et encourager l'augmentation et la concrétisation des flux de financement, de transfert de technologie et de renforcement des capacités d'adaptation au profit des pays en voie de développement.

Conclusion

1. La transition énergétique n'est ni un mirage ni une malédiction. Je pense personnellement qu'elle est un mal nécessaire si l'on en croit les plaintes incessantes des opérateurs algériens qui déplorent toujours l'incohérence de notre politique de mise en valeur du solaire photovoltaïque.
2. Le moment est venu de poursuivre sans relâche et d'accélérer le développement des énergies renouvelables avant que ne prenne fin le confort relatif que la rente pétrolière nous a procuré jusque-là.
3. Après tout, la transition doit nous conduire à ce que nous avons toujours souhaité depuis l'indépendance mais que nous n'avons pas été en mesure de réaliser complètement, à savoir la diversification de notre économie, le plein emploi et la sécurité de notre approvisionnement énergétique à long terme, pour ne citer que certaines des finalités visées par les mesures de nationalisation du 24 février 1971.
4. En attendant, la demande pétrolière mondiale atteindra inéluctablement son plafond. Peu importe si son timing sera différent selon les régions.
5. Les producteurs qui se distingueront avec un coût de production relativement bas continueront à exporter. Ceux qui, en outre, se mettront à l'abri des taxes carbone aux frontières, en réduisant leur propre empreinte carbone, s'en sortiront mieux en termes de prix de vente et de protection de leur part de marché.

Nordine Ait-Laoussine

3.Synthèse des thèmes abordés pendant le mois

THERMIQUE

1) « L'OPEP+ a gagné en maturité » Interview de Mr AIT-LAOUSSINE Nordine, président du Cabinet NALCOSA au quotidien El Watan du 08 décembre 2021

Adresse : Association Club Energy 3, Rue Mohamed DRARENI BP n° 295 Chemin Hydra, Alger

Mail : clubenergy2020@gmail.com

Dans son interview, Mr AIT-LAOUSSINE souligne le succès obtenu par l'OPEP+ bien déterminée à poursuivre son principal objectif qui est de stabiliser le marché pétrolier et d'arrêter la chute des prix. L'OPEP+ subit depuis plusieurs mois la pression de l'Administration américaine et de certains pays de l'OCDE pour augmenter la production au delà de son programme. Sans céder à ces pressions, l'OPEP+ vient d'arrêter la chute des prix de l'ordre de 10 us\$/bb et a décidé de se rencontrer en cas d'un marché défavorable.

Pressions sur les prix

Subissant les pressions citées ci-dessus et confrontée à la crise sanitaire de la Covid, l'OPEP+ se trouve en face de trois défis : une évolution incertaine de la pandémie compte tenu des effets du nouveau variant Omicron et une vaccination inadéquate dans les pays en voie de développement, la contribution des EnR en pleine augmentation et le retour des pétroles de schiste américain avec le raffermissement des prix situés aujourd'hui autour de 70 us\$/bbl. «Si ces défis ne sont pas correctement pris en charge, les marchés financiers à terme pourraient en profiter pour liquider leurs positions longues et renverser la tendance» et dans ce cas, l'OPEP+ pourrait mettre fin à l'augmentation de la production ou entraîner de nouvelles limitations en cas d'augmentation des exportations de la l'Iran et de la Libye. Par ailleurs, la majorité des analystes pense qu'une augmentation rapide de la production OPEP+ entraînerait une remontée importante des stocks américains.

Evolution du marché gazier

Le gaz naturel est appelé à accompagner la Transition Energétique par sa souplesse d'utilisation et par sa qualité. Le prix actuel du gaz est supérieur à celui du pétrole brut : 30 us\$ / MBtu pour le gaz équivaut à 175 us\$ / baril pour le pétrole (en terme de quantité d'énergie : 1 baril équivalent pétrole = 5,8 MBtu). La demande mondiale à l'horizon 2050 serait énorme en particulier celle de la Chine (1/3 de la demande totale). Nous avons tout intérêt à reprendre le dossier gaz de schiste sous ses aspects économique et environnemental.

2. Pétrole : la demande mondiale devrait finir par atteindre les 100 Mbbl/j en cours d'année 2022 selon l'hebdomadaire de l'énergie Pétrostratégies du 20.12.2021

Courriel de Mr OUARTSI Ali

L'AIE estime que le marché pétrolier serait excédentaire en 2022 en raison de l'émergence du variant Omicron ; pour cette agence, la demande en 2021 est de 5,4 Mbbl/j plus élevée que celle de 2020 et augmentera encore de 3,3 Mbbl/j en 2022 par rapport à celle de 2021. Depuis ce mois de décembre, l'offre dépasse la demande suite aux hausses de production des pays non OPEP+ et de Etats Unis, tendance qui ira en s'accroissant en 2022, ce qui pourrait engendrer un excédent mondial de brut de 1,7 Mbbl/j au 1^{er} trimestre 2022.

Pour sa part, l'OPEP+ considère que l'impact du variant Omicron sur la consommation sera « léger et de courte durée » grâce aux vaccins et aux mesures sanitaires. L'OPEP+ révisé à la hausse ses prévisions de demande pétrolière mondiale d'une quantité de 1,1 Mbbl/j pour atteindre 93,13 Mbbl/j au 1^{er} trimestre 2022, tandis que la barre des 100 Mbbl/j serait franchie au 3^{ème} trimestre 2022.

Adresse : Association Club Energy 3, Rue Mohamed DRARENI BP n° 295 Chemin Hydra, Alger

Mail : clubenergy2020@gmail.com

Enfin, l'EIA va dans le même sens que l'OPEP+ ; pour l'agence américaine, tout en soulignant les incertitudes liées à l'émergence du variant Omicron, la demande mondiale de 2022 serait de 100,5 Mbb/j.

3. Pétrole brut : Pourquoi Goldman Sachs pense que le baril de pétrole peut atteindre 100 dollars dès 2022

Courriel de Mr CHEROUATI Nordine

Une offre limitée et une demande hésitante suite à l'apparition du variant Omicron ont fait fléchir le prix du pétrole brut vers 73 à 74 us\$/bbl ces dernières semaines alors qu'il avait atteint 85 us\$/bbl au mois d'octobre dernier.

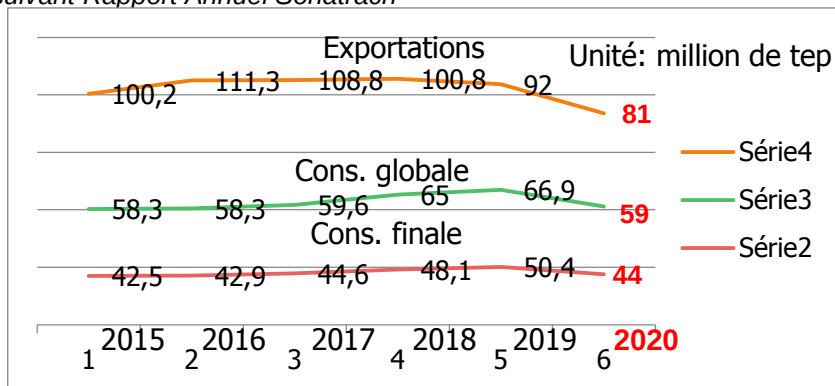
Cependant selon Goldman Sachs, une demande plus ferme pourrait pousser les prix vers la hausse. En effet, la banque d'investissement anticipe un pic de la demande en 2022 et encore en 2023 ; dans ce cas, le seuil des 100 us\$/bbl serait dépassé. Cette envolée s'explique par une économie mondiale en pleine croissance et par le redressement du trafic aérien international en Asie et en Océanie

4. Quelques données sur le Rapport Annuel 2020 de Sonatrach

En matière d'énergie primaire

Sur le Bulletin du mois de juillet dernier, les éléments d'information donnés sur la production sont confirmés par la Rapport Annuel Sonatrach publié au mois de novembre à savoir une quantité produite de 176 Mtep d'énergies primaires (pétrole brut, gaz, condensat et GPL) en recul de 6% par rapport à celle de 2019. Le volume des ventes a reculé également à 140 Mtep soit -7%/2019, principalement sur le marché extérieur soit 81 Mtep au lieu de 90 Mtep en 2019. La consommation du marché intérieur est restée stable (59 Mtep en 2020 contre 60 Mtep en 2019).

Shéma suivant Rapport Annuel Sonatrach



L'Activité Amont touche 134 périmètres d'exploitation et dispose de 37 contrats de recherche auxquels s'ajoutent 31 contrats en Association répartis entre 4 en phase exploration (El Assel avec Gazprom et Sif Fatima, Ourhourd2, Zemlet El Arabi avec ENI) et 27 en phase exploitation (18 en PSC, 2 en Participation, et 7 suivant la loi 05-07 de 2005).

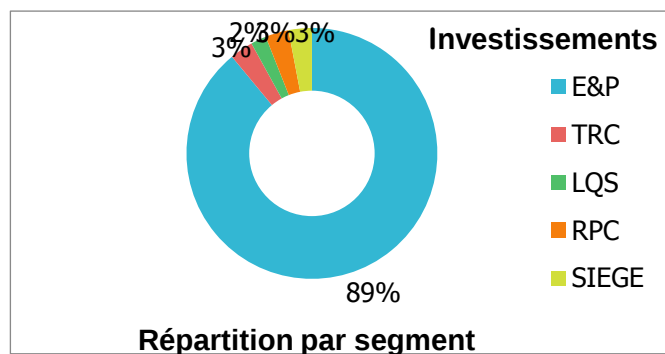
En matière de ressources non conventionnelles, Sonatrach a initié des études d'évaluation des plays non conventionnels ainsi que des études d'impact sur l'environnement.

En matière de carburants

Il y a lieu de noter que pour la 1^{ère} fois depuis 10 ans, Sonatrach a procédé à l'exportation en 2021 de gasoil et d'essences respectivement pour 620 000 t et 93 000 t. L'arrêt des importations de gasoil est intervenu en mars 2020 et celui des essences en août 2020.

Investissements

Les investissements ont connus un net recul de 30% chutant de 8,2 milliards us\$ en 2019 à 5,7 milliards de us\$ en 2020. L'activité E&P concentre 89% de ces dépenses essentiellement en matière de forages d'exploration (les réserves en place des découvertes faites en 2020 sont du même ordre que celles des quantités produites sauf que la plupart des découvertes ne sont pas économiquement rentables car loin du réseau de transport ou simplement recèlent de trop faibles réserves) et de développement.



Résultat net

Le prix annuel de vente du pétrole brut de 2020 est de 41,91 us\$/bbl en baisse de 31% par rapport à celui de 2019 (64,5 us\$/bbl). Le résultat net de l'entreprise est de 20 milliards de DA en 2020 soit un recul de 94% par rapport à celui de 2019 qui avait atteint

338 milliards de DA.

5. Le gaz au Maroc,

Courriel de Mr KLOUL Saïd

Adresse : Association Club Energy 3, Rue Mohamed DRARENI BP n° 295 Chemin Hydra, Alger

Mail : clubenergy2020@gmail.com

Dans le bulletin du mois d'octobre dernier, nous avons noté que l'entreprise CHARIOT était engagée à développer le champ marocain offshore d'Anchois découvert par la société DIANA pour la récupération d'un TCF de gaz. Deux puits seront raccordés moyennant une conduite sous marine d'une longueur de 40 km à une station de traitement située sur la cote pour envoyer le gaz sec vers le GME.

D'après l'article d'Offshore magazine du 15 Décembre 2021, CHARIOT a entamé le forage du premier puits d'extension "Anchois 2", pour confirmer les ressources du champ ; la durée prévue de forage est de 40 j.

Un reentry est aussi prévu sur "Anchois 1" pour vérifier l'état mécanique du puits de découverte et faire les tests d'évaluation de la productivité du puits.

RENOUVELABLE

1) Chapitre 7 du rapport annuel 2020 SONATRACH, sur les énergies renouvelables

Dans le rapport annuel 2020 de SONATRACH, le chapitre 7 intitulé "Ressources nouvelles" traite des énergies renouvelables. SONATRACH s'est engagée dans la réalisation de deux programmes EnR :

- un programme de réalisation de centrales solaires PV reliées au réseau électrique national,

- un programme de centrales solaires en propre pour ses besoins en énergie électrique pour une capacité installée de 1300 MW. Plusieurs études à caractères technique et économique ont déjà été lancées, en commençant par une extension de l'installation solaire de BRN en collaboration avec ENI. Une décision est prise pour une opération similaire avec le même partenaire sur le champ de Menzel Ledjmet Est.

On peut se demander si SONATRACH travaille en synergie avec les principaux acteurs nationaux en charge des EnR pour un partage d'expérience acquise en termes de coûts, d'exploitation et de maintenance dans un environnement difficile.

2) Projet solaire 1000 MW

Selon le quotidien El Watan du 24.11.2021, une dizaine de sites ont été sélectionnés au profit du projet solaire 1000 MW. Il est noté qu'en attendant la création effective de l'Entreprise des énergies renouvelables SHAEMS, société mixte 50-50 Sonatrach-Sonelgaz(?) annoncée au mois d'avril 2021, un groupe de travail a été constitué pour préparer le cahier des charges du projet solaire 1000 MW introduit dans le Plan du Gouvernement et dont le lancement de l'appel d'offres

est prévu avant fin 2021. A cet effet, onze (11) sites ont été identifiés à travers les wilayates de Ouargla, El bayad, El Oued, El M'Ghair, Ghardaïa et Béchar.

Outre l'accessibilité des sites, ce groupe de travail doit tenir compte des possibilités de raccordement au réseau électrique national ; il se penchera aussi sur les conditions financières requises pour ce type de projet en assurant son financement par les investisseurs.

Dans le Bulletin du mois de mai dernier, nous avons noté qu'une annonce a été faite sous l'égide du Ministère de la Transition Energétique et des Energies renouvelables (MTEER) pour le lancement d'un appel d'offres pour la réalisation d'un projet de 1000 MW en PV divisé en lot de 100 MW chacun.

D'après le journal en ligne Algérie ECO, l'appel d'offres pour la réalisation du projet 1000 mégawatts en énergie solaire, dénommé « Solar 1000 MW », a été lancé le jeudi 23 décembre 2021 par le MTEER. Le projet « Solar 1000 MW » consiste en la création de Sociétés de Projet (SPV) pour réaliser des centrales solaires d'une capacité totale de 1000 MWc réparties en lots de 50 à 300 MWc chacun. La procédure suivante a été adoptée :

- 1) les sites d'implantation seront mis à la disposition des SPV par la société algérienne des énergies renouvelables SHAEMS, Spa créée par le MTEER,
- 2) les SPV sont chargées de la réalisation, exploitation&maintenance des dites centrales et de la commercialisation de l'électricité produite,
- 3) SHAEMS*, Spa seule ou en association avec des entreprises publiques et/ou privées, participe avec l'investisseur retenu au capital de la SPV,
- 4) un contrat de vente et d'achat d'électricité (Power Purchase Agreement PPA) est conclu entre la SPV et l'acheteur désigné.

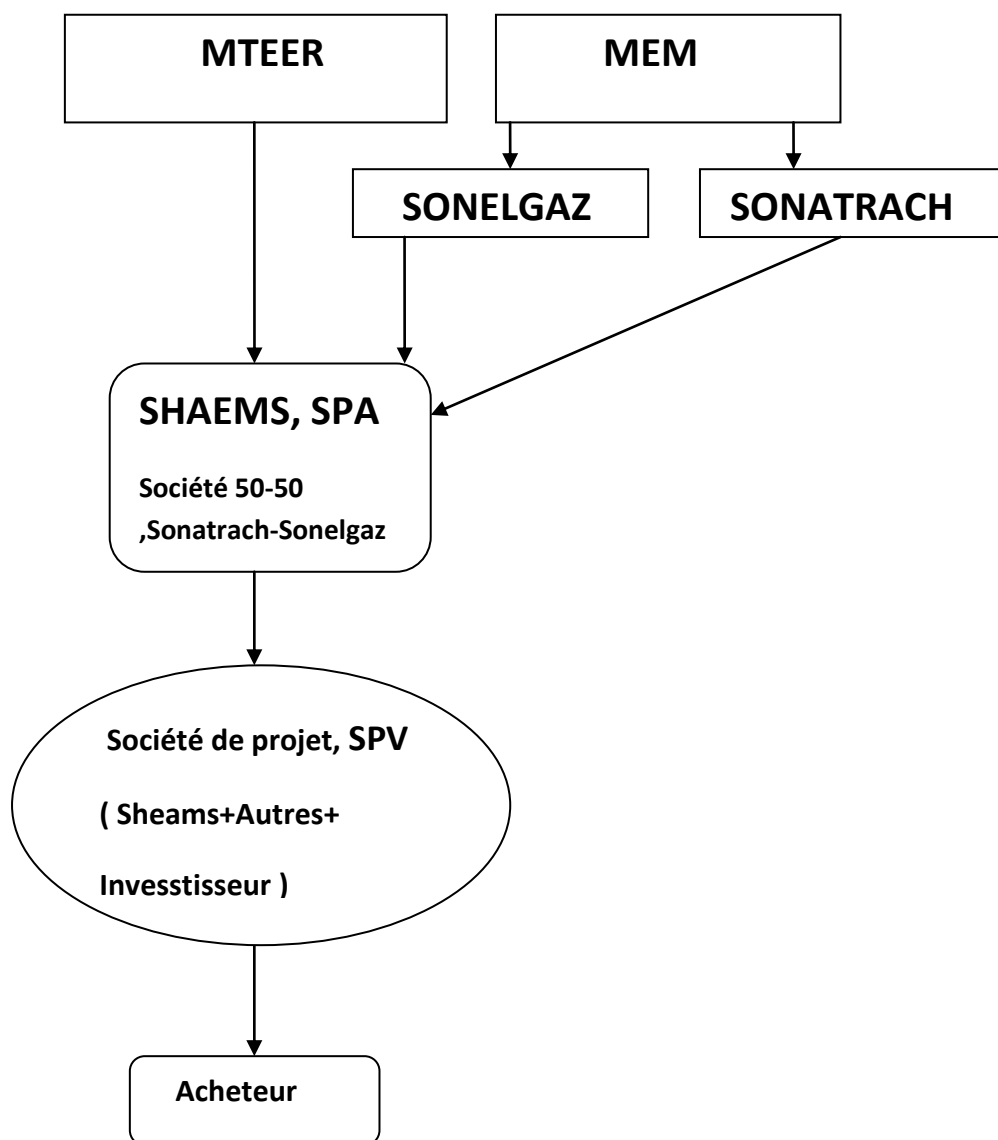
La date limite de remise des offres techniques et financières est fixée au 30 avril 2022 à 10 hre Tour B Val d'Hydra ; l'ouverture des plis techniques se fera le même jour tandis l'ouverture des offres financières se fera à une date ultérieure pour les offres techniques retenues.

Lien : <https://www.algerie-eco.com/2021/12/23/realisation-du-projet-solar-1000-mw-lappel-doffres-lance/>

Remarques

Rappelons que SHAEMS Spa* et les SPV sont des sociétés qui disposent de la personnalité morale et peuvent exécuter des actes de commerce. En tenant compte des dispositions décrites plus haut, l'on peut en déduire le schéma organisationnel suivant :

**Il est supposé que SHAEMS Spa est une société 50-50 SONATRACH SONEGAS*



Il y a lieu de noter trois niveaux de décision à savoir le MTEER, la société SHAEMS Spa et les Sociétés de Projet ou SPV (une par lot ou plusieurs lots pour une puissance maximum de 300 MW). SHAEMS Spa société 50-50 SONATRACH-SONELGAZ, est partie prenante, avec d'autres sociétés, dans les SPV.

Cette organisation ne peut être viable que si une charte de responsabilité fixe les missions de chaque entité à tous les niveaux et que les SPV disposent d'un large pouvoir de décision.

3) Selon une étude de Greenpeace, les coûts du PV sont inférieurs à ceux du nucléaire Courriel de Mr BENSAD Hocine

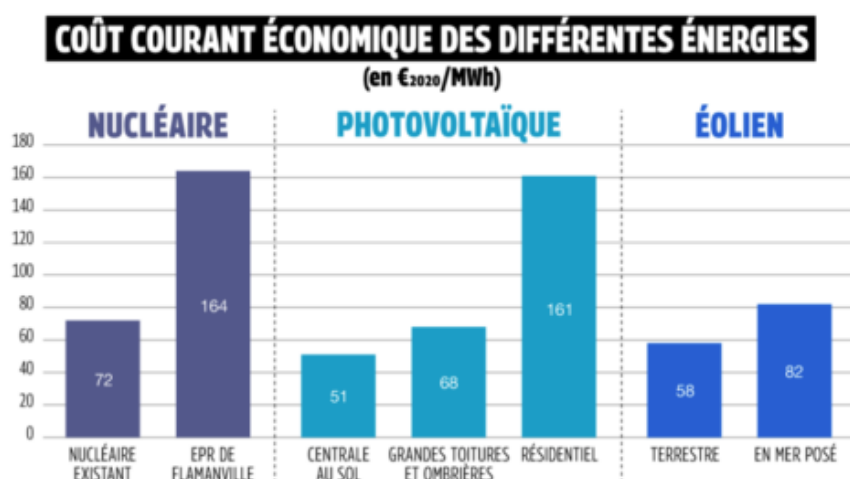
Cout courant économique(CCE)

Greenpeace et l'Institut Rousseau (Etablissement d'enseignement supérieur, Toulouse) ont fait une étude portant sur les analyses des CCE de production d'électricité. Cette étude fait suite à celles de RTE (gestionnaire national du réseau de transport de l'électricité) et de Negawatt (Association regroupant des professionnels de l'énergie) sur les mix énergétiques d'approvisionnement électrique pour atteindre le net zéro carbone en 2050.

Une distinction est faite entre le PV au sol (selon de grands ensembles) et le PV résidentiel de faible puissance (3 kWc à 5 kWc). Il apparaît que :

- cas 1 : le CCE des EnR PV en centrale au sol et l'éolien terrestre est inférieur de 5% à 30% à celui du "vieux" nucléaire tandis que l'éolien offshore est supérieur de 15% au "vieux" nucléaire.
- cas 2 : le CCE du nucléaire nouvelle génération (type EPR à Flamanville) est du même niveau que celui du PV résidentiel (petites unités de 3 kWc à 5kWc) mais il est en moyenne deux fois plus élevé que dans le cas1.

En effet, les CCE du vieux nucléaire, du PV en centrale au sol sur et de l'éolien(cas1) évoluent dans une fourchette comprise entre 50 EUR/MWh et 80 EUR/MWh ; par contre, pour le PV résidentiel et le nucléaire de Flamanville (cas 2), les CCE sont de l'ordre de 160 EUR/MWh soit deux fois plus élevés avec un léger avantage au PV résidentiel.



Source: Greenpeace et Institut Rousseau, Les coûts actuels des énergies électriques bas-carbone, 2021

Image : Greenpeace et Institut Rousseau

Greenpeace considère qu'il est prématuré de se lancer dans la mise en place de nouveaux réacteurs nucléaires ou même d'envisager un mix 100% EnR car il y a beaucoup d'incertitudes sur la faisabilité et le coût réel de ces options. Le préalable à toute décision de développement passe par une bonne connaissance des coûts.

Frais d'exploitation

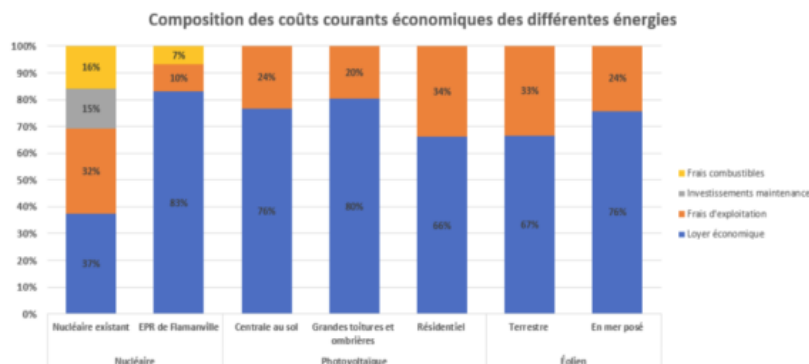
Adresse : Association Club Energy 3, Rue Mohamed DRARENI BP n° 295 Chemin Hydra, Alger

Mail : clubenergy2020@gmail.com

Pour le PV, plus la puissance installée est faible plus les frais d'exploitation exprimés en EUR/MWh sont élevés ; ces couts sont cinq fois plus élevés pour le PV résidentiel (2 à 3 kWc) que pour le PV au sol.

Pour l'éolien, les frais de l'éolien terrestre et offshore sont du même ordre.

Le nucléaire se distingue par le cout du combustible soit 11 EUR/MWh. Les frais d'exploitation ramenés au MWh sont plus élevés pour le parc nucléaire ancien que pour le nucléaire nouvelle



génération.

Image : Greenpeace et Institut Rousseau

« Le loyer économique (en bleu sur le schéma ci-dessus) constitue le poste le plus élevé du CCE. Le loyer économique très élevé de l'EPR par rapport au nucléaire existant s'explique par un investissement plus lourd et prolongé, en lien avec des exigences initiales en matière de sûreté et de sécurité plus élevées, un effet tête de série et des dérapages de chantier. »

4) Le nouveau gouvernement allemand mettra fin à la taxe sur les énergies renouvelables en 2023,

Courriel de Mr BENSAD Hocine

Le nouveau gouvernement allemand prévoit d'abolir la surtaxe des énergies renouvelables, appelée taxe EEG payée par les consommateurs avec leurs factures d'électricité, au début de 2023 afin d'alléger le fardeau des consommateurs dans un contexte de hausse des prix de l'électricité.

La taxe EEG est destinée à financer l'expansion des énergies renouvelables en Allemagne et à couvrir la différence entre le prix du marché et la prime payée aux producteurs d'électricité ; après son abolition, et le montre l'accord de coalition publié mercredi, le développement à grande échelle des énergies renouvelables sera financé avec le produit des systèmes d'échange de droits d'émission. (BEHG et ETS) et une subvention du budget fédéral.

L'élimination du prélèvement EEG n'est pas surprenante. En octobre, l'Agence fédérale des réseaux a réduit la surtaxe pour l'année prochaine de près de 43 % pour atteindre un plus bas en dix ans de 0,0372 EUR (0,042 USD) par kWh, car la hausse des prix spot de l'électricité réduit le besoin de subventions pour les énergies renouvelables. En 2021, le prélèvement était plafonné à 0,065 euro par kWh.

Adresse : Association Club Energy 3, Rue Mohamed DRARENI BP n° 295 Chemin Hydra, Alger

Mail : clubenergy2020@gmail.com



L'année prochaine, le prélèvement EEG et les subventions fédérales totaliseront 20,1 milliards d'euros, couvrant la différence entre ce que les gestionnaires de réseau de transport du pays devront payer pour l'énergie verte - 33,7 milliards d'euros - et les revenus attendus de l'échange d'électricité de 13,6 milliards d'euros.

Dans le cadre du nouvel accord de coalition, qui envisage d'atteindre 200 GW de capacité solaire et 30 GW d'éolien offshore d'ici 2030, le financement des énergies renouvelables prendra fin avec la sortie du charbon prévue pour 2030.

(1 EUR = 1,122 USD)

HYDROGENE

1. Une Turbine à gaz fonctionnera à l'hydrogène en 2024?

Courriel de Mr EL ANDALOUSSI El Habib

L'hydrogène est plutôt considéré comme un vecteur d'énergie que comme une source d'énergie au même titre que le gaz naturel par exemple pour alimenter directement une turbine. La recherche évolue rapidement dans ce domaine et il apparaît que cela sera bientôt possible à travers les trois exemples suivants :

1) Une turbine à gaz et une installation de cogénération est prévue fonctionner avec de l'hydrogène. Ce projet est situé en France pour les besoins énergétiques d'une usine à papier recyclé dont l'installation de cogénération d'une puissance de 12 MWe sera alimentée d'abord par un mélange de gaz naturel et d'H₂ puis passera progressivement à 100% d'H₂ sur une période qui a démarré en 2020 pour se terminer en 2024.

2) «En Septembre 2021, une signature d'un projet de R&D associant General Electric, McPhy, GRTgaz et Ineris à trois universités de technologie, sur 4 axes dont le 1er concerne le développement d'un modèle intégré de turbine à combustion et de stockage, de mélange et de consommation d'hydrogène».

(Voir détails lien : <https://letrois.info/actualites/ge-mcphy-grtgaz-et-ineris-sassocient-aux-universites-de-technologie-sur-lhydrogene/>)

3) Airbus projette de faire voler un avion moyen courrier (200 places et 3500 km de rayon d'action) à hydrogène lors d'essais prévus en 2025 et un premier vol commercial est prévu en 2035. La recherche porte sur le remplacement du kérosène par de l'hydrogène liquide à partir d'un réservoir cryogénique à -250 °C assez volumineux, ce qui implique un fuselage plus long que pour les avions actuels. Cela nécessite aussi de remplacer ou de modifier les infrastructures au sol pour le stockage et l'approvisionnement des avions en hydrogène. La réduction des émissions de GES est de 90%. Rappelons que l'aviation civile participe à hauteur de 3% des émissions de CO₂ dans le monde soit 660 millions de tonnes par an.

(Cf article, lien <https://www.snpnac.org/wp-content/uploads/2020/12/NTK17DEC20-Airbus-Hydrogene.pdf>)

2. Étude exploratoire sur le potentiel du Power-to-X (hydrogène vert) pour l'Algérie

Partenariat Énergétique Algéro-Allemand, Lien : www.energypartnership-algeria.org / www.giz.de
Courriel de Mr CHEROUATI Nordine

Une étude exploratoire sur le potentiel H2 vert pour l'Algérie de 103 pages a été réalisée par GIZ*, organisme connu pour avoir travaillé depuis plusieurs années en Algérie en particulier avec le MICLAT** (éclairage public, kits solaires,...). GIZ, « bras droit du gouvernement allemand » dans le développement des EnR, est responsable du contenu de cette étude pour le compte du Ministère Fédéral de l'Economie et de l'Energie.

La stratégie allemande est basée sur une importation massive de ses besoins en H2 et a identifié les secteurs économiques à pourvoir. En interne, ce pays a opté pour une production d'H2 issue des énergies renouvelables et le plan hydrogène vert allemand horizon 2030 estime les besoins de 90 à 110 TWh d'H2 vert. L'Allemagne considère que le l'H2 vert et ses dérivés est un enjeu géopolitique important pour lequel elle ambitionne de jeter les bases d'une coopération technologique et commerciale. L'Allemagne collabore déjà activement depuis 2017 dans ce domaine avec les EAU dont l'une des issues est l'importation sous une forme ou une autre d'H2 vert et on peut penser que cette étude sur le contexte algérien va dans le même sens. Rappelons en outre que le MTEER s'était engagé il y a quelques mois, à proposer au Gouvernement un plan de développement de l'H2 vert à l'horizon 2030.

GIZ estime qu'un potentiel important de production d'H2 vert existe en Algérie grâce au PV et à l'éolien. Un 1^{er} projet de feuille de route a pour but d'asseoir une industrie P to X (H2) aux horizons 2030 et 2050, y compris son évaluation et son développement sectoriel. En outre, la feuille de route sur l'hydrogène vert décrit les actions à entreprendre pour récupérer l'énorme potentiel d'hydrogène et certains de ses dérivés. La décarbonation de l'industrie algérienne est prise en compte dans cette étude et la production durable d'hydrogène permettra une exportation vers l'Union Européenne. A la lumière de cette étude il apparaît que :

- les coûts de production varient selon les sites de production électrique PV ou éolienne,
- les infrastructures de transport des hydrocarbures peuvent être utilisées partiellement pour le transport de l'H2 vert soit en mélange avec le gaz soit par la production d'ammoniac vert en tant que dérivé.

Le déploiement de l'H2 vert pourra se faire en 3 étapes :

Etape 1 : 2022 – 2030 : Pilotage, phase de démonstration (projets pilotes) ;

Etape 2 : 2030 – 2040 : Phase de mise à l'échelle et création de marché (clusters industriels) ;

Etape 3 : 2040 – 2050 : Marché de compétition(marché d'H2 compétitif).

Cette étude pourrait faire l'objet d'autres articles sur les prochains bulletins mensuels.

*Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit

**Ministère de l'Intérieur des collectivités locales et de l'aménagement des territoires

NUCLEAIRE

Incidents techniques sur des centrales nucléaires françaises.

Courriel de Mr KLOUL Said

L'entreprise SEEKING ALPHA, blogue traitant de finance, nous informe que lors de la maintenance courante, Électricité de France (OTCPK : ECIFF) (« EDF ») a constaté des défauts de tuyauterie sur les systèmes d'injection de sécurité de deux installations nucléaires ; les deux installations sont arrêtées en attente de réparation. Deux réacteurs supplémentaires, utilisant la même technologie, seront brièvement arrêtés plus tard ce mois-ci pour inspection. A mi -décembre, la France comptait 14 réacteurs nucléaires à l'arrêt sur un total de 56. Il semble que la crise sanitaire ait bouleversé le calendrier des révisions décennales prévues en 2020 (source Le Monde du 18.12.2021).

À la suite de ces pannes, EDF a révisé ses prévisions d'EBITDA (bénéfice avant intérêts, impôts et amortissements) annuel 2021 de « plus de 17,7 milliards d'euros » à « 17,5 milliards - 18,0 milliards d'euros ».

Bien que les prévisions pour 2021 soient effectivement inchangées, les actions EDF ont chuté jusqu'à 13% dans les échanges européens, les investisseurs pesant l'impact des pannes persistantes sur les performances de 2022.