



---

## **Table Ronde- débat**

“Quelle vision énergétique pour l’Algérie dans  
l’Esprit du 24 Février 1971 ? “

**EI Aurassi-Alger, 22 février 2025**

**Le marché pétrolier :  
l’OPEP face à la transition énergétique**



Intervention de Nordine Ait-Laoussine



---

## Introduction

La vision énergétique pour notre pays a toujours été une préoccupation centrale des débats au sein de notre association. Elle puise son inspiration dans l'esprit du 24 février 1971 tout en l'adaptant aux profondes transformations qui ont depuis traversé le contexte énergétique mondial.

Je vais donc vous faire part de ma vision sur l'évolution du marché pétrolier à travers une brève analyse du rôle de l'OPEP et, si nous avons le temps (ou lors du débat), un examen de l'influence de la transition énergétique sur cette vision.

D'emblée, je souhaite préciser que la vision énergétique pour l'Algérie ne dépend pas exclusivement du prix du pétrole même s'il constitue une donnée incontournable. Etant donné son extrême volatilité, le marché du Brent peut tout à aussi bien retrouver son record de plus de \$100 bl des années fastes comme il peut s'effondrer de nouveau vers le coût moyen de production de l'ordre de \$30 bl des périodes sombres que nous avons connues encore récemment lors de la crise du Covid. Une telle dichotomie dans les perspectives risque de peser lourdement sur notre stratégie de croissance et perturber notre détermination à assurer notre sécurité énergétique à long terme.

## L'action de l'OPEP

Dans un marché libre, le prix du Brent restera tributaire de l'état des fondamentaux du marché pétrolier, c'est-à-dire de la loi de l'offre et de la demande. En réalité, le marché n'a jamais été totalement libre depuis plus d'un siècle.



---

Il a fait l'objet d'une première intervention dans les années 1930 de la Federal Power Commission du Texas pour des raisons de conservation. Il a été, par la suite, dominé par les membres du fameux « Cartel des 7 sœurs » qui ont exercé un contrôle absolu des prix grâce à l'intégration complète de leurs moyens communs dans les années 1950 et 1960. Et c'est en réaction à l'effondrement du marché des années 1960 que l'OPEP a été créée. En raison du rôle critique joué par le pétrole dans la croissance économique et la prospérité, et de son influence décisive sur les relations internationales, les gouvernements ont toujours cherché à contrôler le prix du pétrole en intervenant sur le marché.

A court terme, le marché dépend directement du rôle régulateur de l'OPEP sur l'offre alors que, sous l'éclairage de l'AIE, la transition énergétique n'exerce pour le moment qu'une influence indirecte essentiellement sur la demande à plus long terme. Tout compte fait, les pays exportateurs sont déterminés à soutenir directement un prix plancher de l'ordre de \$80 bl alors que les pays importateurs espèrent que la transition énergétique leur permettra, à terme, d'atteindre un prix plafond de \$60 bl.

### Le dilemme de l'OPEP

Depuis sa création, l'OPEP a adopté deux stratégies bien distinctes en fonction de la situation du marché, le plus souvent une politique de défense du prix, en modulant le niveau de sa production, et, accessoirement une politique de défense de sa part de marché en acceptant une érosion des prix. Ces deux politiques ont parfois atteint leurs limites et placé l'OPEP à la croisée des chemins. Cela semble être le cas aujourd'hui, il faut s'y préparer.



---

Car en s'évertuant à défendre son prix plancher, l'OPEP est de nouveau confrontée au déclin de sa part de marché. Comme le disait naguère le Sheikh Zaki Yamani, l'OPEP est parfois victime de son propre succès.

L'expérience des 40 dernières années (depuis son premier accord de production du début des années 1980) a démontré que le pouvoir pétrolier de l'OPEP dépend du niveau de sa part de marché et que son efficacité est optimale avec une part de marché supérieure à 30 mmbj environ (environ 1/3 de la production pétrolière mondiale). Souvenez-vous de l'Accord d'Alger de septembre 2016 (basé sur un plafond de

32.5 à 33 mmbj) qui a mis fin à la débâcle de 2014. Dans sa configuration de l'époque, ce niveau constituait un « minimum vital » nécessaire à la cohésion du groupe et au respect de la discipline de production.

**Slide 1.** Cette table reflète l'équilibre offre-demande depuis 2020 et la crise du Covid. L'appel en pétrole OPEP (ou sa part de marché) est indiqué en avant dernière ligne où il est comparé, pour mémoire, aux données de l'IEA. C'est la différence entre la demande pétrolière mondiale et la production de pétrole brut des pays non membres de l'OPEP y compris la totalité des autres hydrocarbures liquides (les biocarburants, les gains de raffinage, le condensat et les GPL). Il s'agit en fait de la demande résiduelle en pétrole brut OPEP nécessaire à l'équilibre du marché et à la défense des prix.

Après la crise sanitaire du Covid, l'appel en pétrole OPEP a rebondi de 22.4 en 2020 à 27.6 mmbj en 2021 (l'Angola exclu) et s'est maintenu à ce niveau en 2022 et 2023. A l'exception du Secrétariat de l'Organisation, les analystes ont enregistré une baisse marginale l'an dernier à 27.10 mmbj et s'attendent à un déclin substantiel cette année vers un niveau de l'ordre de 26.5 mmbj d'après mes projections.



---

La baisse sera bien entendu plus dramatique pour les 9 membres (dont l'Algérie) assujettis aux mesures de restriction de production, tant que les 3 autres, l'Iran, la Libye et le Venezuela en seront exemptés. En fait, l'appel en pétrole OPEP pour le Groupe de 9 (inféré par l'Accord d'Alger) était de l'ordre de 23 mmbj alors qu'il est estimé à 20 mmbj cette année.

A ce propos, si les dernières mesures sont appliquées, la production OPEP atteindrait 27 mmbj cette année (slide 2). Les principaux bénéficiaires seraient l'Arabie Saoudite (avec un gain de 0.2 mmbj) et les EAU. L'Iraq ne devrait pas en profiter dans la mesure où il doit compenser ses excédents de production. D'après mes calculs, (retour à la slide 1) on aurait alors un surplus moyen de l'offre de 0.6 mmbj cette année. Ce profil devrait en principe entraîner un affaiblissement des cours. Il y a donc tout lieu de s'attendre à ce que la décision prise en 2022 de remettre progressivement sur le marché une bonne partie des réductions volontaires OPEC+ (de 2.2 mmbj) qui a été retardée à 4 reprises, sera sans doute encore reportée lors de la prochaine réunion.

A plus long terme, la situation risque de s'aggraver dans la mesure où les analystes s'attendent à un plafonnement de la croissance de la demande pétrolière mondiale de 1 mmbj environ et à une augmentation de la production Non-OPEP d'hydrocarbures liquides de 1.5 à 2 mmbj. Il paraît ainsi que le pouvoir pétrolier de l'OPEP, dans sa configuration actuelle, a atteint son « peak » et que le moment est venu pour l'Organisation de changer de cap pour arrêter le déclin de sa part de marché.



---

## Logique d'un changement de cap

J'ai beau chercher les raisons qui conduiraient l'OPEP à changer de cap,

- Ce n'est certainement pas le bilan financier catastrophique des expériences vécues en 1986, 1998, 2014 et 2020 lorsque l'Organisation a abandonné sa stratégie de défense du prix. La guerre des prix (déclenchée directement ou indirectement par l'Arabie Saoudite) a provoqué un effondrement du marché et conduit l'OPEP à une impasse dans la mesure où les gains temporaires résultant de l'augmentation des ventes ont été largement compensés par une baisse durable des prix.

Ce n'est certainement pas, non plus, les projections optimistes du Secrétariat de l'OPEP sur les fondamentaux du marché qui sont systématiquement en contradiction avec la majorité des analyses prospectives publiées par les médias pétroliers spécialisés. Ce n'est pas, non plus, la position de l'Arabie Saoudite qui ne s'attend pas à un plafonnement de la demande pétrolière avant 2050. En définitive, l'OPEP ne semble pas être préoccupée outre mesure par le déclin de sa part de marché (slide 3). Elle prévoit même d'augmenter le plafond de production du Groupe des 9 de 21.4 mmbj en cours à 24.6 mmbj en 2026. Cette augmentation conduirait alors à une production de l'ordre de 30 mmbj pour le Groupe des 12.

- Ce n'est pas enfin, la stratégie des compagnies internationales qui poursuivent leurs projets de croissance dans les énergies fossiles. Après ses récentes acquisitions en Guyane et ailleurs, Exxon n'a pas l'intention de baisser les bras en amont. BP compte toujours revenir en force au Moyen-Orient, notamment à Kirkuk en Iraq. Et je ne vois pas Total renoncer au développement de ses réserves prouvées au Brésil et en Afrique Australe.



---

Pour toutes ces raisons, je ne pense pas que l'OPEP changera de cap de sitôt, malgré le déclin de sa part de marché, certainement pas avant d'avoir la certitude et des preuves concrètes sur le plafonnement de la demande pétrolière mondiale et de son éventuel déclin. Sauf si l'Arabie Saoudite est de nouveau contrainte à abandonner son rôle de fournisseur résiduel.

Dans un marché en décroissance, ce rôle est ingrat et peut conduire à des pertes colossales dont on ne voit pas la fin dans la situation incertaine que nous vivons. Ces pertes peuvent devenir insupportables si les mesures radicales annoncées par la nouvelle Administration US sont mises en application. Elles conduiraient à une baisse significative des prix bien avant le « peak oil demand » attendu par certains analystes et notamment l'AIE à l'horizon 2030. Les pays exportateurs subiraient alors une double peine, qui obligerait l'Arabie Saoudite à reprendre sa liberté.

### Implications pour la transition énergétique

La transition énergétique soulève de multiples questions pour lesquelles nous n'avons que des réponses partielles. Elle est profondément ancrée dans la fracture Nord-Sud. Le processus est dominé par les pays de l'OCDE avec le soutien et sous l'éclairage de l'AIE.

Après avoir nié le phénomène du réchauffement climatique au début de ce siècle, les pays exportateurs de pétrole reconnaissent aujourd'hui que le réchauffement est réel et qu'il y a lieu de le combattre mais sans condamner ou bannir les énergies fossiles. Pour eux, le véritable problème ne réside pas dans l'augmentation de la consommation pétrolière mais dans les émissions excessives de CO<sub>2</sub> qu'il convient de réduire grâce à des technologies prouvées et commercialement exploitables.



---

Leur objectif est de prolonger la durée de vie de leurs réserves et d'éloigner le spectre de la mise au rebut de leurs actifs. Cet objectif ne répond pas à des considérations idéologiques mais à des préoccupations d'ordre économiques et de diversification de l'économie nationale.

En réponse et en réaction à la décision des pays riches de conduire la transition énergétique à pas forcés, les pays exportateurs sont déterminés à faire entendre leur voix dans un débat dont ils étaient pratiquement exclus jusque-là. Ils contribuent à leur manière, selon leur calendrier et à leur rythme, compte tenu de leurs priorités socio-économiques. Ils contribuent directement ou indirectement à la lutte contre le changement climatique dont ils ont été historiquement peu responsables par rapport aux nations industrialisées. Tant que cette contribution ne sera pas suffisamment appréciée par les pays de l'OCDE, la transition énergétique sera toujours en retard. Après le résultat décevant de la COP29 à Baku (en matière d'aide au financement climatique aux pays en voie de développement), la limite de 1.5°C sera sans doute dépassée. Elle risquerait de traîner et peut-être même d'être atténuée à la lumière des progrès technologiques.

Les récentes décisions des Majors de réduire leurs investissements dans les énergies nouvelles (notamment BP et Equinor) résultent de la réalisation que le développement du solaire et de l'éolien devient moins profitable et ne dégage pas de marges suffisantes ou confortables dans certains pays. Il ne peut pas le faire la nuit, quand il pleut ou quand il n'y a pas de vent, c'est-à-dire lorsque le prix de l'électricité est généralement au plus bas. Le coût actualisé de l'électricité a considérablement baissé au cours des 10 dernières années mais la tendance se ralentie.



---

La bataille contre le réchauffement climatique n'est pas gagnée car l'électricité n'a pas, malheureusement, réponse à tout. Il faut aller vers l'hydrogène, le CCUS, les pompes à chaleurs, la capture directe de l'air, le nucléaire civil... Le monde fait face aujourd'hui à des catastrophes plus fréquentes et plus meurtrières. La concentration du CO<sub>2</sub> dans l'atmosphère est de nos jours plus du double de ce que nous avons connu et l'année 2024 a été la plus chaude jamais enregistrée. Mais si les Majors continuent à produire des énergies fossiles plus rentables, c'est bien entendu là qu'ils mettront leur argent.

Merci pour votre attention

Nordine Ait-Laoussine  
22 février 2025

## **Quelques remarques complémentaires**

### **1. Transition vers la sortie ou l'abandon des combustibles fossiles**

Le communiqué final de la COP29 a complètement ignoré l'accord convenu lors de la COP28 de « transitionning away » ou de s'éloigner progressivement des énergies fossiles, une version moins radicale que les versions précédentes du « phase out » (éliminer complètement), et du « phase down » (éliminer progressivement), tout simplement parce que tous les producteurs (OPEC et Non-OPEC) ne veulent pas se retrouver avec des actifs obsolètes ou au rebut.

Tous les producteurs sont donc logés à la même enseigne, avec cependant des objectifs différents :

- Les producteurs de l'OCDE (les IOCs) ont un objectif commercial légitime, celui de verser plus de dividendes à leurs actionnaires
- Les producteurs membres de l'OPEP ont un objectif existentiel : poursuivre et concrétiser la diversification de leur économie afin de faciliter leur transition vers une économie décarbonée.

### **2. Exemple de contribution OPEP à la transition énergétique**

L'Arabie Saoudite et les Emirats Arabes Unis, participent en force aux réunions de la COP et se sont lourdement engagés, avec le Qatar, à réduire l'empreinte carbone de leur production d'énergies fossiles. Parmi les grandes sociétés pétrolières, l'Aramco et l'Adnoc sont, à ma connaissance, les seules qui disposent d'une capacité de production pétrolière excédentaire significative et qui contribuent quand même à la transition énergétique à leur manière et à leur rythme.

3. Pour mettre les choses en bonne perspective, il suffit de rappeler que depuis l'Accord de Paris de 2015 et l'an dernier, période au cours de laquelle la croissance pétrolière mondiale a été de l'ordre de 5 mmbj, la production de l'OPEP a connu une baisse de 3.2 mmbj alors que celle de l'OCDE a augmenté de 7.2 mmbj. Autrement dit, pour

chaque baril que l'OPEP a volontairement laissé dans le sol, près de 3 barils de production supplémentaire.

## Slide 1

World Oil Supply and Demand Balance										
(in million barrels per day)										
	2020	2021	2022	2023	2024	2025				
						1Q	2Q	3Q	4Q	Year
OECD Demand	42.12	44.86	45.67	45.82	45.79	45.00	45.32	46.22	46.22	45.69
Non-OECD Demand	49.79	52.78	54.05	56.24	57.15	57.46	58.34	58.87	58.65	58.33
<b>Total Demand</b>	<b>91.91</b>	<b>97.64</b>	<b>99.72</b>	<b>102.06</b>	<b>102.9</b>	<b>102.46</b>	<b>103.6</b>	<b>105.0</b>	<b>104.8</b>	<b>104.0</b>
OECD Supply	27.89	28.21	29.36	31.05	31.85	32.38	32.72	32.66	33.04	32.70
Non-OECD Supply	31.67	31.65	32.15	32.65	32.73	33.26	33.32	33.54	33.72	33.46
<b>Total Non-OPEC Supply</b>	<b>59.56</b>	<b>59.86</b>	<b>61.51</b>	<b>63.70</b>	<b>64.58</b>	<b>65.64</b>	<b>66.04</b>	<b>66.20</b>	<b>66.76</b>	<b>66.16</b>
<b>Biofuels<sup>(1)</sup></b>	<b>2.59</b>	<b>2.80</b>	<b>2.95</b>	<b>3.10</b>	<b>3.28</b>	<b>2.88</b>	<b>3.52</b>	<b>3.80</b>	<b>3.40</b>	<b>3.40</b>
<b>Processing Gains<sup>(2)</sup></b>	<b>2.12</b>	<b>2.25</b>	<b>2.31</b>	<b>2.38</b>	<b>2.39</b>	<b>2.36</b>	<b>2.39</b>	<b>2.42</b>	<b>2.43</b>	<b>2.40</b>
OPEC NGLs	5.20	5.15	5.35	5.58	5.58	5.65	5.68	5.69	5.70	5.68
OPEC Crude Oil <sup>(3)</sup>	24.44	25.18	27.77	27.10	26.66	26.80	26.85	27.05	27.25	27.00
<b>Total OPEC Supply</b>	<b>29.64</b>	<b>30.33</b>	<b>33.12</b>	<b>32.68</b>	<b>32.24</b>	<b>32.45</b>	<b>32.53</b>	<b>32.74</b>	<b>32.95</b>	<b>32.68</b>
<b>Total Supply</b>	<b>93.91</b>	<b>95.24</b>	<b>99.89</b>	<b>101.86</b>	<b>102.4</b>	<b>103.33</b>	<b>104.4</b>	<b>105.1</b>	<b>105.5</b>	<b>104.6</b>
<b>Stock Change</b>	<b>2.00</b>	<b>-2.40</b>	<b>0.17</b>	<b>-0.20</b>	<b>-0.45</b>	<b>0.87</b>	<b>0.82</b>	<b>0.07</b>	<b>0.67</b>	<b>0.62</b>
<b>Call on OPEC member</b>										
Nalcosa	22.40	27.60	27.60	27.30	27.10	25.90	26.00	27.00	26.60	26.40
Memo: IEA	22.10	27.10	27.60	27.20	27.10	26.70	26.70	27.10	26.30	26.70

<sup>(1)</sup> World biofuels sources.  
<sup>(2)</sup> Net volumetric gains and losses in the refining process (excluding China and non-OECD Europe).  
<sup>(3)</sup> Total rounded to the nearest 50 mbd.

February 18, 2025

## 4. La nouvelle stratégie américaine

La nouvelle stratégie américaine pourrait, en effet,

- Stimuler davantage la production pétrolière US avec le «Drill Baby drill »,
- Affaiblir la croissance économique mondiale avec l'imposition de droits de douane et donc ralentir la demande,
- Obliger l'Europe et la Chine à acheter le pétrole US et
- En définitive, conduire à une baisse des exportations de l'OPEP

Fidèle à sa posture transactionnelle, Trump ne se limite aujourd'hui qu'à

exhorter l'OPEP à baisser les prix avant de lui déclarer la guerre. Malgré ses positions extravagantes et ses propos aberrants, il bénéficie d'un soutien considérable des extrémistes américains et des partis de l'extrême droite en Europe qui commencent à en avoir marre des excès de la transition énergétique. Tant qu'il restera aux commandes, l'OPEP doit rester sur ses gardes.

## Slide 2

<b>Expected OPEC oil output in 2025<sup>(1)</sup></b>							
<b>(in million barrels per day)</b>							
	<b>4Q24</b>	<b>2025</b>	<b>1Q25</b>	<b>2Q25</b>	<b>3Q25</b>	<b>4Q25</b>	<b>Average 2025</b>
Algeria	0.90	0.91	0.90	0.91	0.92	0.93	0.92
Conqo	0.25	0.25	0.25	0.25	0.25	0.25	0.25
Equatorial	0.05	0.06	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05
Gabon	0.20	0.22	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20
Iraq	4.20	4.25	4.15	4.10	4.05	4.00	4.08
Kuwait <sup>(1)</sup>	2.45	2.44	2.45	2.45	2.45	2.45	2.45
Nigeria	1.40	1.35	1.45	1.45	1.45	1.45	1.45
Saudi	9.00	8.98	9.00	9.10	9.25	9.40	9.19
UAE	2.95	2.94	2.95	2.95	3.05	3.10	3.01
<b>OPEC 9<sup>(2)</sup></b>	<b>21.40</b>	<b>21.40</b>	<b>21.40</b>	<b>21.46</b>	<b>21.67</b>	<b>21.83</b>	<b>21.60</b>
Iran	3.30	3.30	3.30	3.30	3.30	3.30	3.30
Libya	1.15	1.09	1.20	1.20	1.20	1.20	1.20
Venezuela	0.90	0.87	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90
<b>OPEC 12<sup>(2)</sup></b>	<b>26.75</b>	<b>26.66</b>	<b>26.80</b>	<b>26.86</b>	<b>27.07</b>	<b>27.23</b>	<b>27.00</b>
<sup>(1)</sup> On the basis of the Dec.5, 2024 decisions							
<sup>(2)</sup> Total rounded to the nearest 50 mbd							
January 15, 2025							

OPEC targets and output - Reported 2024 production - Expected 1Q25 production							
mmbd	October 2022 targets <sup>(1)</sup>	Reported 2024 output	1Q25 targets <sup>(4)</sup>	Expected 1Q25 output <sup>(5)</sup>	2026 targets <sup>(6)</sup>	New produc. base line <sup>(7)</sup>	Short-Term Capacity <sup>(8)</sup>
Algeria	1.007	0.91	0.91	0.90	1.057	1.057	1.00
Congo	0.277	0.25	0.26	0.25	0.325	0.325	0.30
Equatorial Guinea	0.070	0.06	0.07	0.05	0.127	0.127	0.10
Gabon	0.177	0.22	0.17	0.20	0.187	0.187	0.20
Iraq	4.431	4.25	4.00	4.15	4.431	4.803	4.90
Kuwait <sup>(11)</sup>	2.676	2.44	2.41	2.45	2.676	2.959	2.90
Nigeria	1.500	1.35	1.50	1.45	1.829	1.829	1.40
Saudi Arabia <sup>(11)</sup>	10.478	8.98	8.98	9.00	10.478	11.500	12.20
UAE	3.219	2.94	2.91	2.95	3.519	3.500	4.30
<b>OPEC 9</b>	<b>23.835</b>	<b>21.40</b>	<b>21.22</b>	<b>21.40</b>	<b>24.629</b>	<b>26.287</b>	<b>27.30</b>
Iran	Na	3.30	Na	3.30	Na	3.296	3.80
Libya	Na	1.09	Na	1.20	Na	1.114	1.20
Venezuela	Na	0.87	Na	0.90	Na	1.171	0.90
<b>TOTAL OPEC</b>		<b>26.66</b>		<b>26.80</b>		<b>31.868</b>	<b>33.20</b>

<sup>(1)</sup> Including Neutral Zone.

<sup>(2)</sup> Agreed on Oct. 2022 but subsequently amended in April 2023 and extended to end 2025 (The UAE targets increased to 3519 to be gradually implemented in 2025)

<sup>(3)</sup> Agreed in June 2024 extended through 1Q25

<sup>(4)</sup> Agreed in December 2024

<sup>(5)</sup> Rounded to the nearest 50 mbd.

<sup>(6)</sup> Required production levels before applying the announced voluntary adjustments.

<sup>(7)</sup> Under review - Applicable in principle starting in 2026.

Total may not add up due to rounding.

January 15, 2025

