AAGP : Le gazoduc du siècle ?
Caractéristiques, approvisionnements en gaz, concurrences GNL

Philippe Sébille, Guy Nesen et Marc Blaizot

Avec la contribution (cartographie) de Clément Blaizot

ASPO octobre 2026

Le projet de pipe AAGP
Partie 1-
Ressources gazières régionales

Marc Blaizot et Guy Nesen

ASPO France

AAGP : Africa-Atlantic Gas Pipe

Le projet énergétique du siècle pour l'Afrique (et l'Europe ?)

- Pipe Offshore de Lagos (Nigeria) à Dakhla (Maroc) puis onshore Maroc avec raccordement au gazoduc Maghreb-Europe (GME),
- Longueur : 6900 km **dont 5100 km offshore (le plus long du monde),**

- Projet structurant: 16 pays impliqués à l'initiative du Maroc, dite Sud-Sud,
- Intégration régionale, sécurité énergétique décarbonation (charbon/fuel) et industrialisation
- Budget : 25 G $; travaux 2028-2031
- Signature FID le 19 Juillet 2026 à Freetown sous l''égide de la CDEAO
- Partenaires : NNPC, ONHYM, NOCs, SMH
- **Capacité** : 30 Gm3/an dont 15 Gm3 pour Europe
- **Sources des réserves : Nigeria et/ou Sénégal - Mauritanie**



Caractéristiques techniques du gazoduc AAGP

Capacité : 15 Gm3 puis 30 Gm3
Départ : Brass Island, Nigeria
Diamètre : 48 pouces
Pression : 200 bars puis 100 bars (onshore)
12 stations de recompression (100 à 200 bars) distante de 400 à 800 km (dépendant bathymétrie/altimétrie))
Arrivée onshore : Dakhla (ex-Sahara Espagnol) ou Tarfaya (Maroc)
Connection au GME vers Espagne
Option dérivations onshore vers Niger/Burkina/Mali ???

Phase 1 A South segment: Takoradi (Ghana)-San Pedro (Côte Iv.) extension de l'actuel pipe WAGP (5 G.m3)
Phase 1B North segment **: AAGP Dakar-Maroc first gaz : 2031 ? 15 G.m3**
Phase 2 South segment : AAGP Brass à Takoradi
Phase 3 Jonction: AAGP San Pedro-Dakar en 2041 ? 30 G.m3



Commentaire: à retenir:

- 2031: 1st Gas à 15 Gm3
- 2041: entièrement opérationnel à 30 Gm3

Gaz Nigeria

Situation, production et exportations aujourd'hui et demain ?

Marc Blaizot

ASPO France

Nigeria 2025: production et usages du gaz

Production totale (metered):

- 2023 : 68 G.m3;
- **2025 : 75 G.m3**
- 2030: prévision NNPC: 120 G.m3

- **Exportations 26 G.m3** dont GNL : 15 Mtpa soit 20 Gm3/a mais capacité actuelle 22 Mtpa qui montera à 30 Mtpa (avec NLNG-7) soit possiblement 40 G.m3
- Production domestique GNL : 2,5 Mtpa soit **3,3 Gm3** (projet de doublement)
- Gaz utilisé dans les champs d'HC (injection-lift-fuel) : **22 G.m3**
- Torchage(+ Venting) : **6 G.m3**
- Production électrique : 41 TWh en 2025 dont 75 % à partir de gaz = **8 G.m3** (41*0,75*0,25)
- Consommation directe (pipe) **: 11 G.m3**

Capacité AAPG: 30 Gm3/an

Projection Production en 2030

- 75 Gm3 (production actuelle)
- 20 Gm3 (GNL supplémentaire)
- 30 Gm3 (AAPG)
- **Total: 125 Gm3**
- **Augmentation annuelle: 30 Gm3**
- **Augmentation probable: 15 Gm3**

- **Production probable en 2030**
  - **75+30+15= 100 Gm3**

Commentaire: les besoins domestiques, d'exportation et de remplissage du gazoduc AAPG demandent un saut de production probablement trop ambitieux.

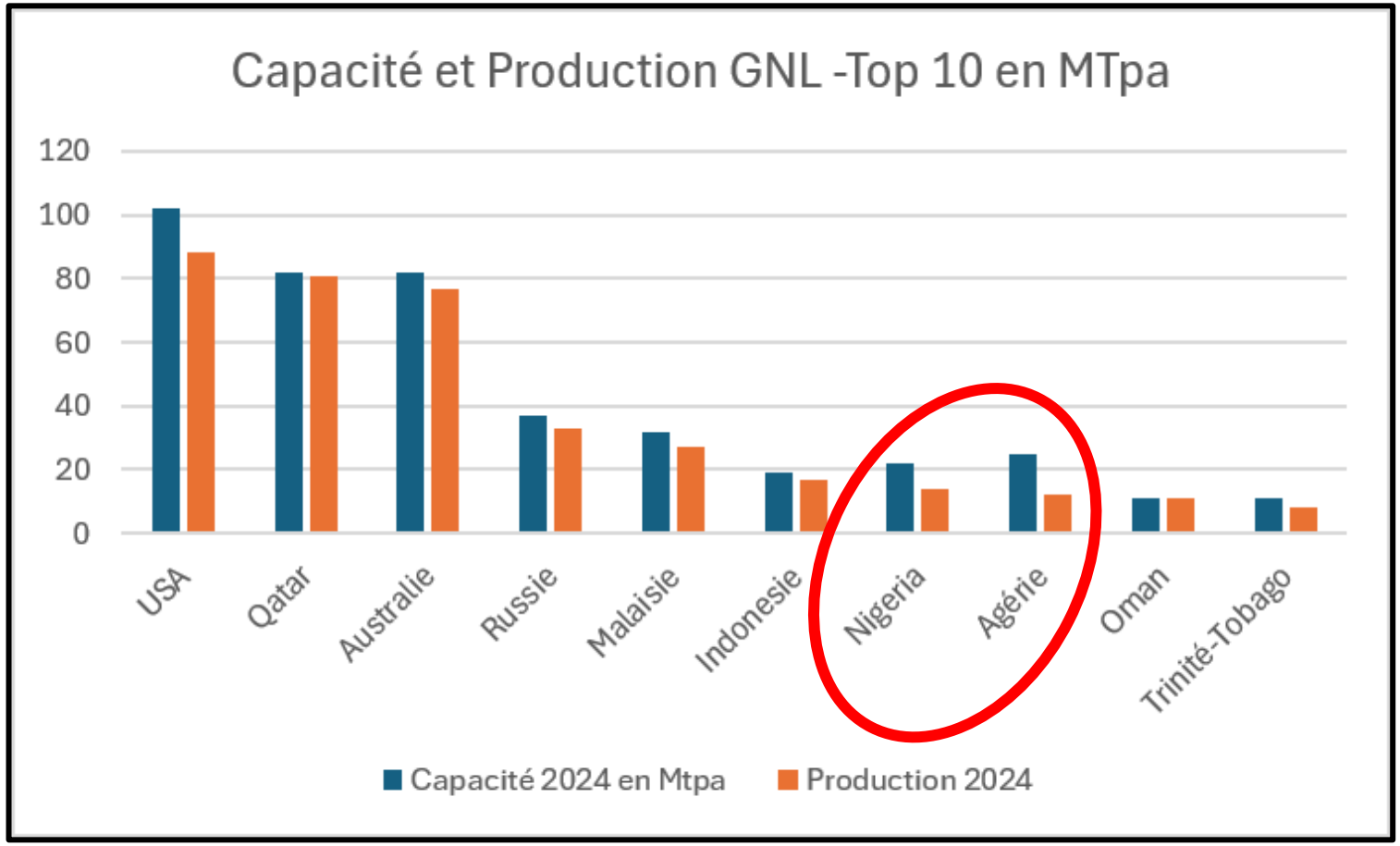
Nigeria GNL
Capacité et…production

Nigeria (et Algérie)) en déficit permanent pour produire « plein pot »

- Capacité Nigeria : 22 Mtpa
- Production exportée entre 15 et 17 Mt

Cette capacité sera portée à 30 Mtpa (NLNG- Train 7 en 2030 ?)

Mais déficit chronique :
- forces majeures (inondations, pipes attaqués)
- déficit de supply champs…
- Non paiement et dettes



Nigeria NGNL Bonny Island

Projets de développement Gaz de TotalEnergies et Shell pour alimenter NLNG

Nom	Domaine	Operateur et %	First Gas	Production en MMscf/d	Production annuelle en G.m3
Akpo West	Deep offshore	Totalenergies 24 %	2028	110	1,1
UBETA	Onshore	Totalenergies 40 %	2027	300	3
IMA	Shallow waters	Totalenergies 40%	2028	350	3,5
HI	Shallow waters	Shell 40%	2028	350	3,5



Signature du FID d'IMA 23 septembre 2026 TOTAL 40% et AMNI International (60%)

Commentaire: le gaz est dans ces exemples toujours fléché dès le projet de développement vers le GNL. Il ne peut alimenter le GAA.

GNL Domestique

Greenville GNL Company : 1unité de liquéfaction et réseau pour industrie et transport lourd

Rumiyi (Port Harcourt) usine GNL 2,5 MTpa et 7 stations services et 300 camions livreurs

Projet : doubler la capacité (5 Mtpa) et le nombre de stations services





Commentaire: l'initiative « Decade of Gas » donne la priorité sur le développement du gaz domestique, en insuffisance permanente.

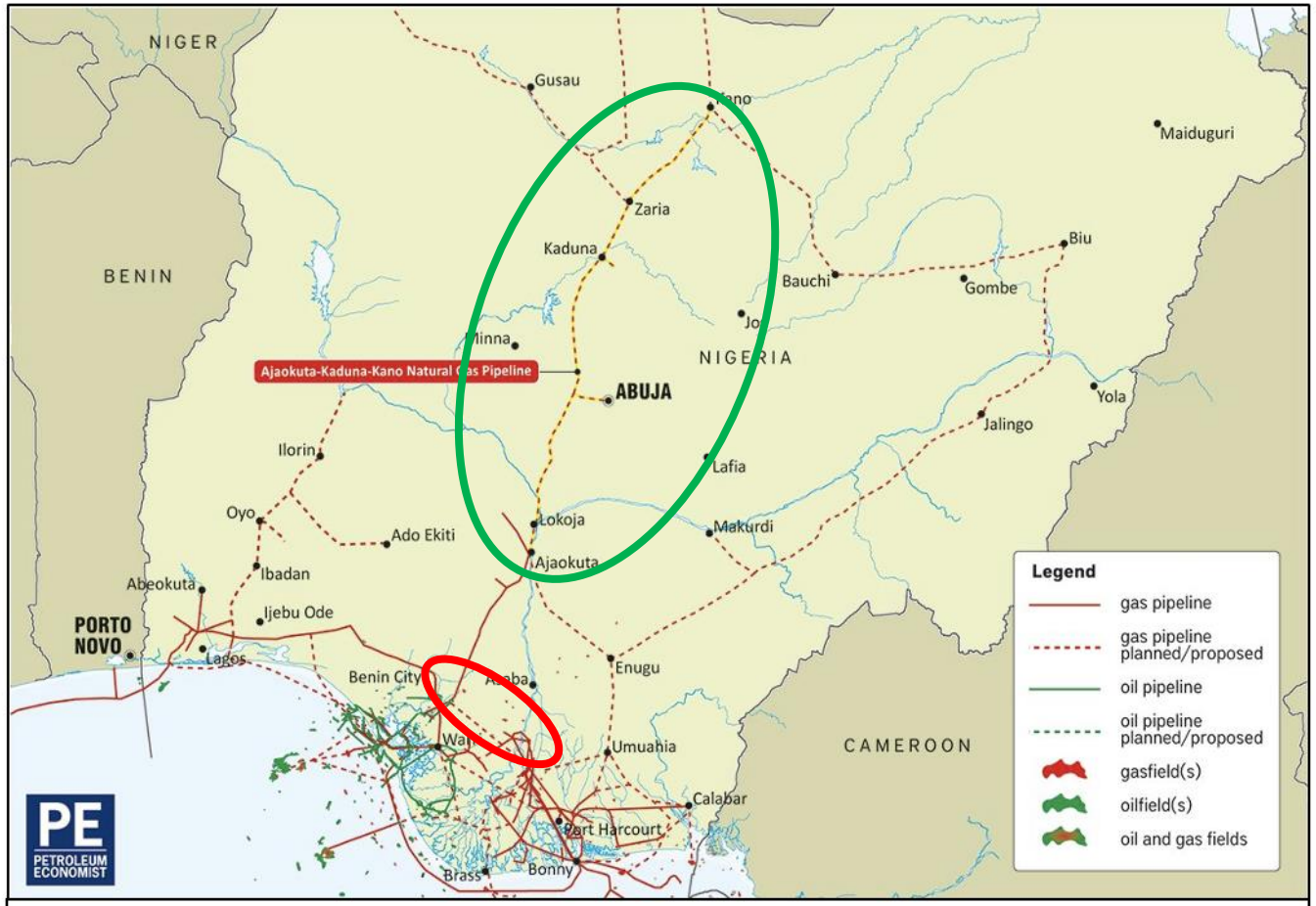
Autres nouvelles infrastructures gazières
Gazoducs *AKK et OB-3 enfin opérationnelles ? (« seeing is believing »)*

Pipe AKK

- 614 km/ 40'': branche nord du TNGP (Trans Nigeria Gas Pipe vers l'Algérie)
- Capacité de 3,50 G.m3/an qui
- Reliera Warri (delta) à Kano au Nord Nigeria
- Traversée souterraine du fleuve Niger réalisée avec succès en Juin 2025
- Arrivée Gaz à Abuja : juillet 2026 pour station électrique de 260 MW qui sera suivie de celles de Kaduna et Kano (identiques),

Pipe OB-3

- Capacité 20 G.m3/an (48'') entre les champs de Obiafu et Obrikom et la station d'Oben
- Alimentation du nouveau AKK et de l'ancien ELGP (vers Lagos) **et peut-être AAGP ?**
- Traversée du fleuve Niger enfin réussie en passage souterrain en Avril 2026



Map of existing and planned gas pipelines with important gas fields in Nigeria

Les réserves de gaz du Sénégal-Mauritanie

Marc Blaizot



Sénégal – Mauritanie
Réserves de gaz restantes 2P au 01/2026

Sénégal

- **Yakaar:** 12 Tcf
- **Teranga** : 4 Tcf
- **GTA** : **11 Tcf ou 300 G.m3**

  En production depuis mi 2025 à travers Tortue FLNG : 2,5 Mtpa ou 3.3 Gm3 /an

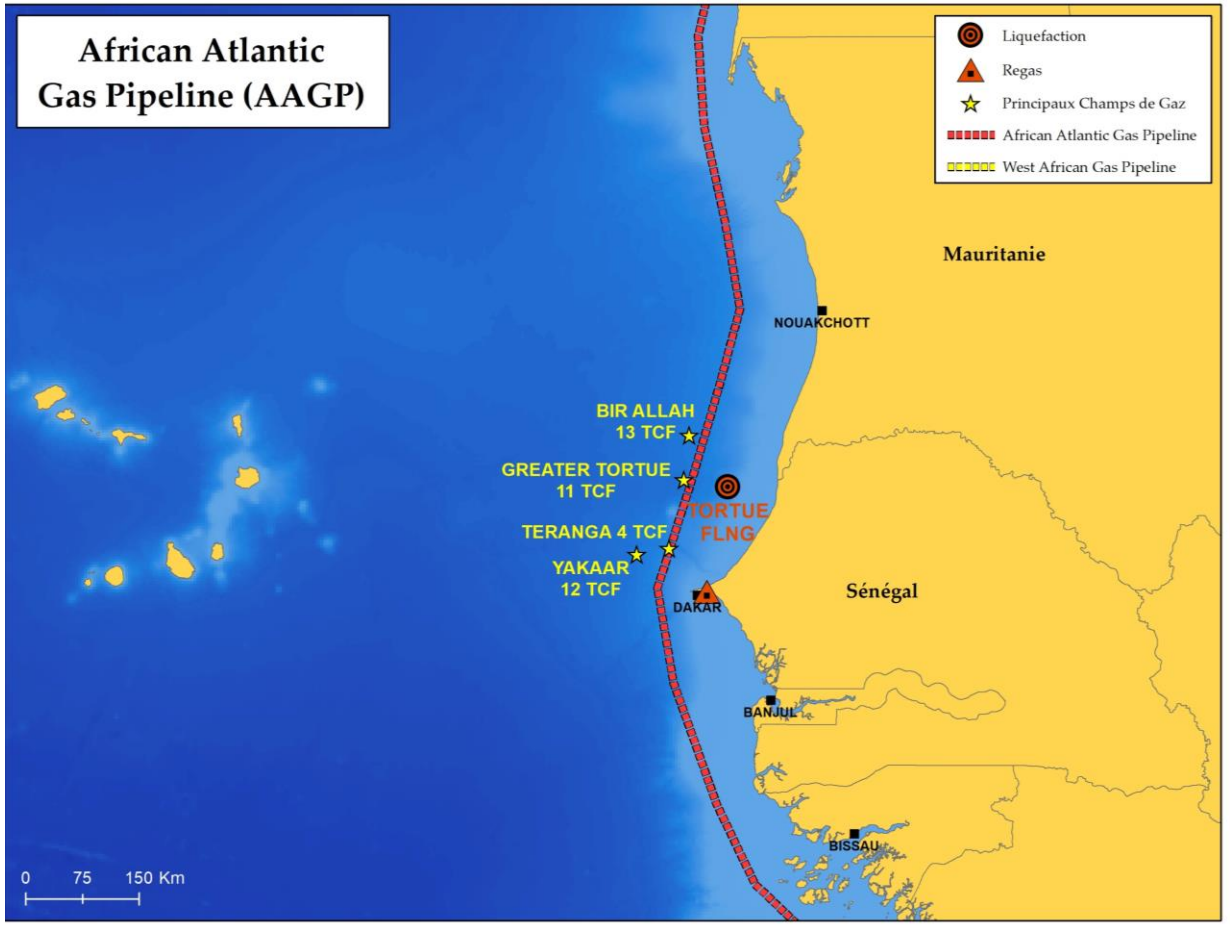
Excellente année 2026 : 2.9 Mtpa attendues : 20 cargaisons,

Doublement possible (phase 2) :à 5,5 Mtpa ou 7.3 G.m3 en 2030 ?

Mauritanie

- **Bir Allah** (ex-Marsouin) : 13 Tcf (**0 à 50 Tcf** ?)
  - **750 à XXX G.m3 de réserves 2P**
  - soit plus de 30 ans d'approvisionnement de AAGP à15 G.m3 pour AAPG et 7,5 G.m3 pour le GNL.

Parait un candidat évident pour alimenter le Maroc en particulier la phase 2 d'AAGP



Commentaire: Sénégal et Mauritanie (Bir Allah) paraissent des candidats évidents pour alimenter le segment Nord de l'AAPG vers le Maroc et l'Europe (15 Gm3 prévus). **MAIS…**

Mais…

de fortes incertitudes sur réserves et les productions attendues

Gisement » de Bir Allah

- incertitude très forte après forage **d'Orca, avec 7 réservoirs déconnectés en pression ;** ressemble à Chinguetti ? Désastre de développement
- **Permis de Bir Allah rendu en 2024!**

Yakaar et Teranga

- Réserves de 12 + 4 Tcf par 2500 m d'eau,
- « **abandon » par BP puis Kosmos de l'opérating** qui revient par décret présidentiel à **Petrosen** en date du 23 avril 2026 pour approvisionnement domestique (GtP)

Commentaire: les réserves douteuses , le doublement du GNL et les stratégies de gaz domestique paraissent être handicapantes pour approvisionner AAGP.

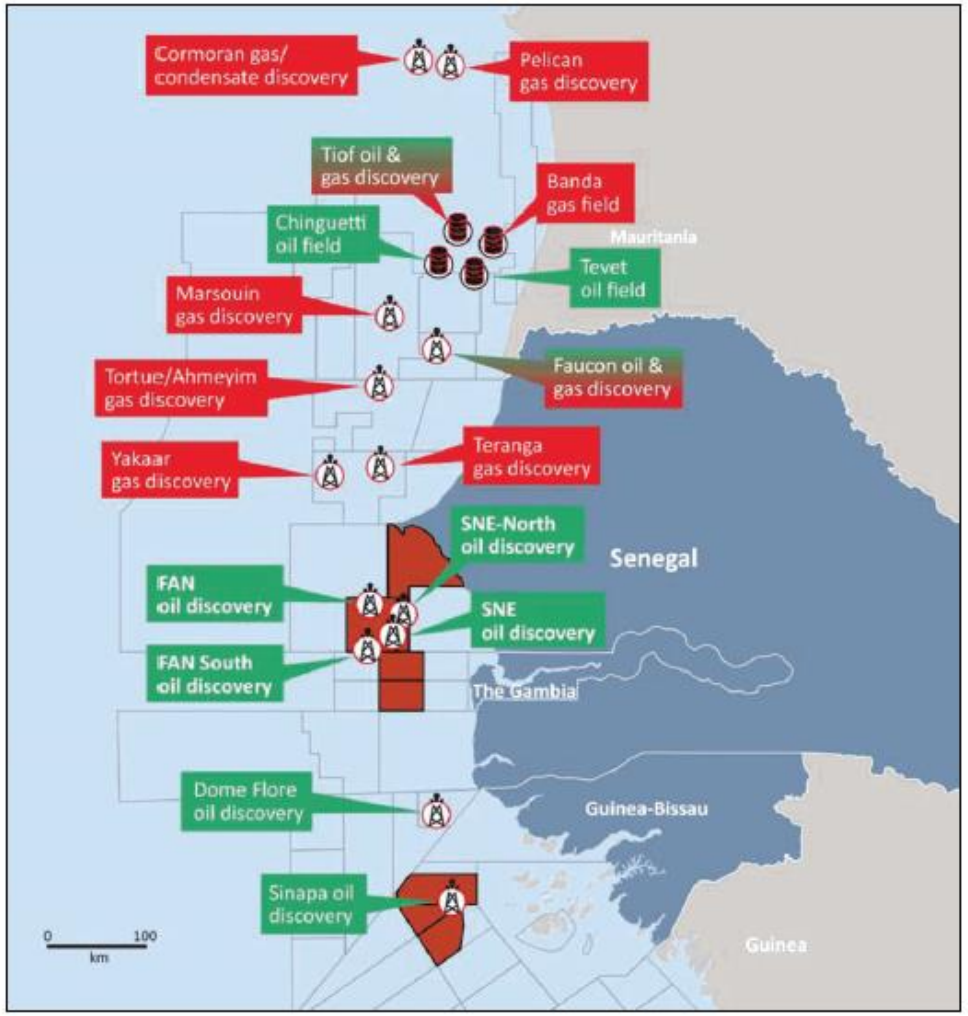


Figure 1. Les découvertes d'huile et gaz de la Mauritanie à la Guinée Bissau. Source : https://www.oedigital.com/news/461011-momentum-building-offshore-senegal, Décembre 2018.

Nigéria, Guinée Equatoriale et Cameroun

Quelles sont les réserves pour alimenter le AAPG

Guy Nesen

ASPO France

Guinée Equatoriale - Cameroun

Cameroun :

- **Yoyo (Yolanda)**
  - 2 Tcf 2P (Accord d'export passé avec la Guinée (Gaz MegaHub de Punta Europa EGNLG)

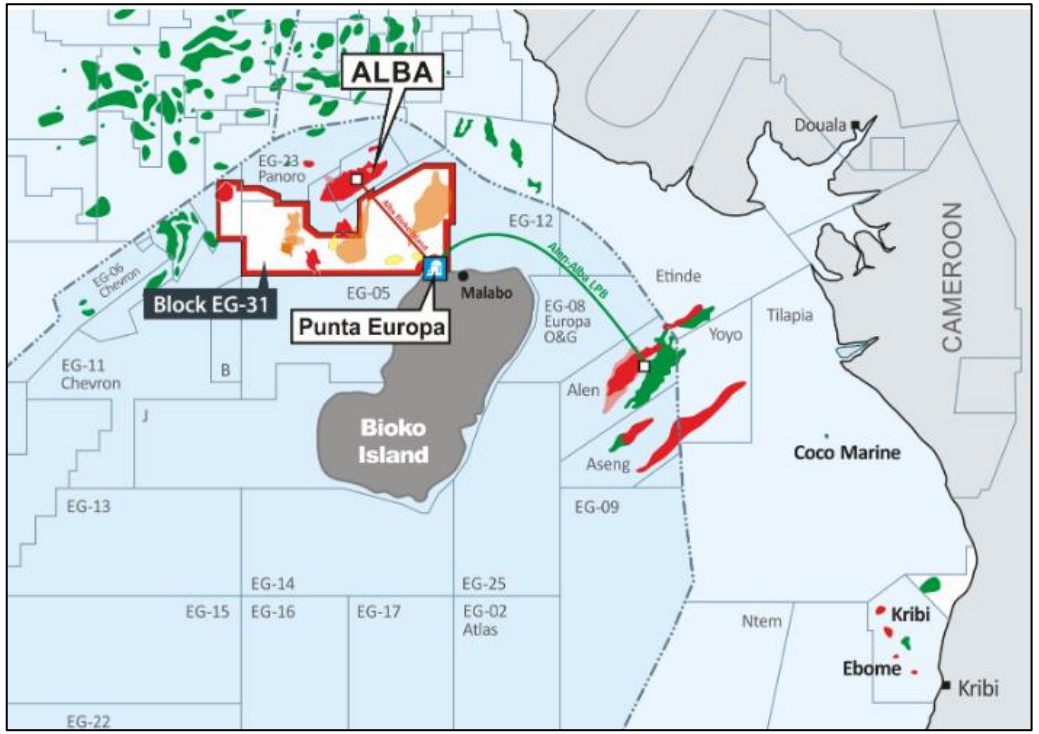
Guinée Equatoriale :

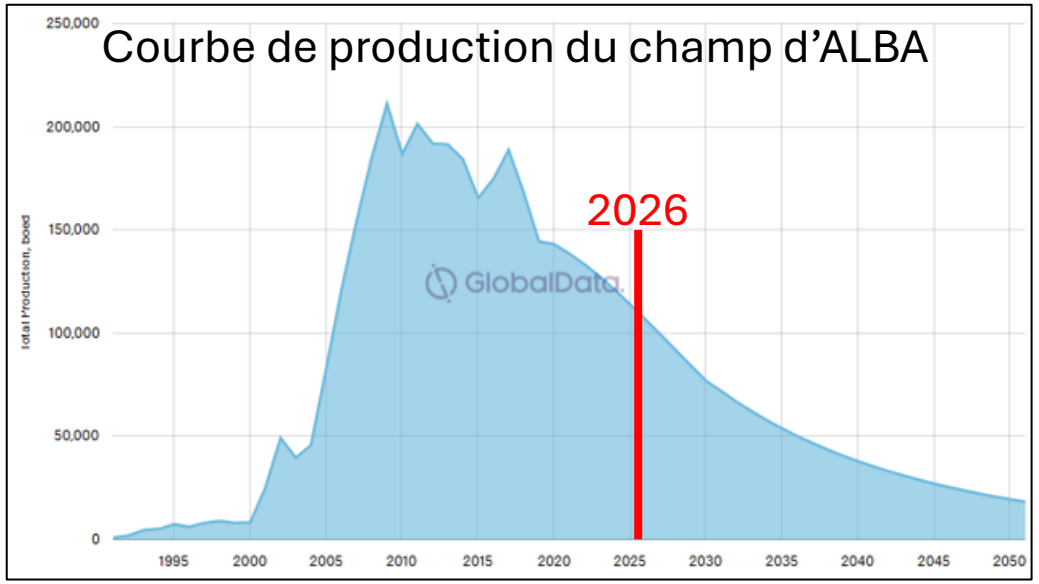
- **Alba** : 1 à 2 Tcf restants exportés vers Punta Europa EGNLG
- **Alen** : 200 Bcf pour soutenir le déclin d'Alba
- **Aseng** : 550 Bcf export contracté vers Alba
- **Projet EG-27** (ENI - 3,7 Tcf) en attente d'évaluation

- **Gazoduc Nigéria-Guinée:** MoU 2022: gazoduc POUR ALIMENTER le Gas MegaHub

- **Explo**: round d'attribution de blocs en cours (2026)

Commentaire: les réserves sont très limitées. Mais, surtout, le problème de la Guinée est d'alimenter le GMH de Punta Europa alors qu'Alba est en fort déclin. Alimenter le AAPG est improbable.

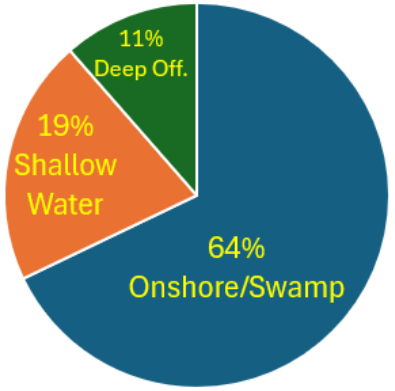


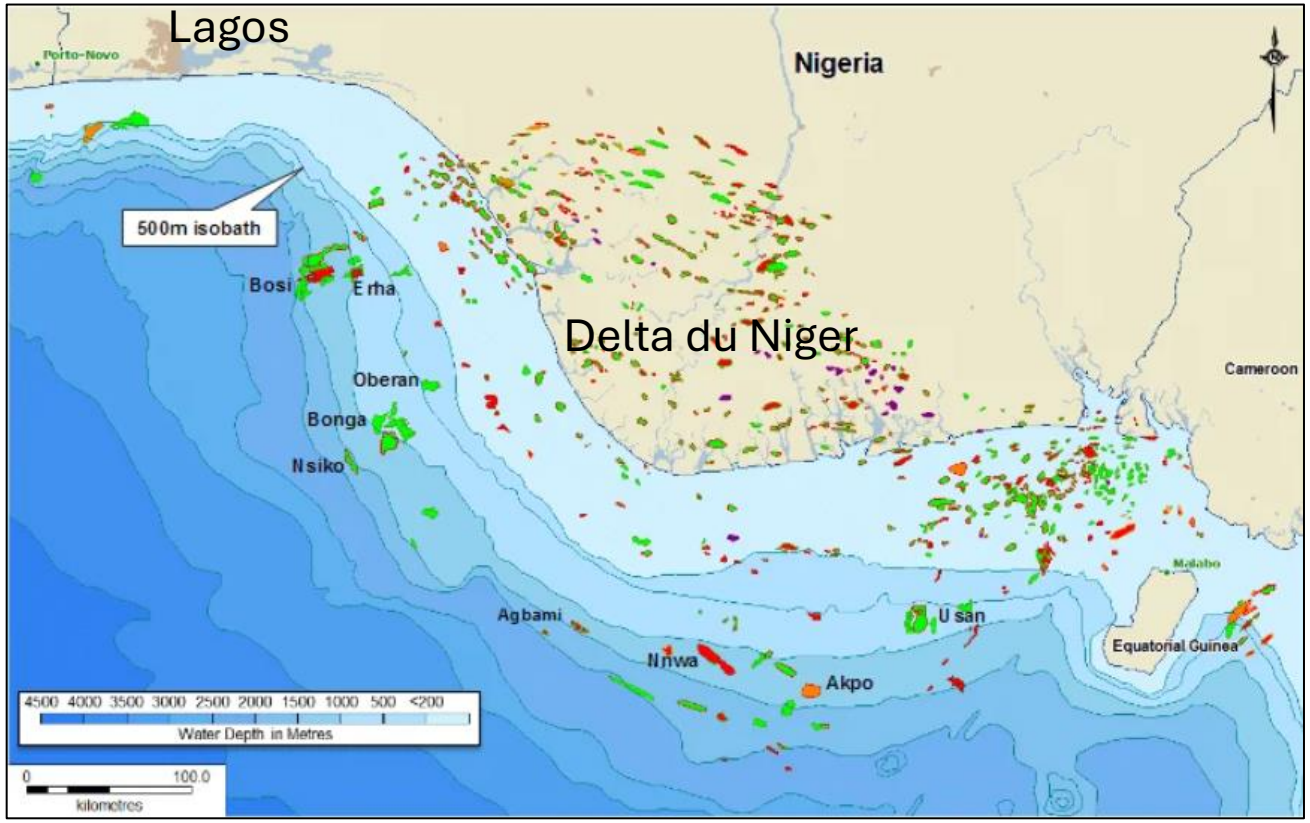


Nigéria

Comment et avec quel gaz, alimenter le GAA depuis le Nigeria?

- Des centaines de champs de pétrole
  - La plupart onshore
  - Produisant du gaz associé: **AG 1,46 Tcf (2025)**
- Des dizaines de champs de gaz
  - Produisant du gaz naturel: **NAG 1,25 Tcf (2025)**
- Réserves (2P) de gaz: **215 Tcf – 6000 Gm3 (2026)**
  - 8ème mondial)
- AG/NAG: environ 54% - 46%





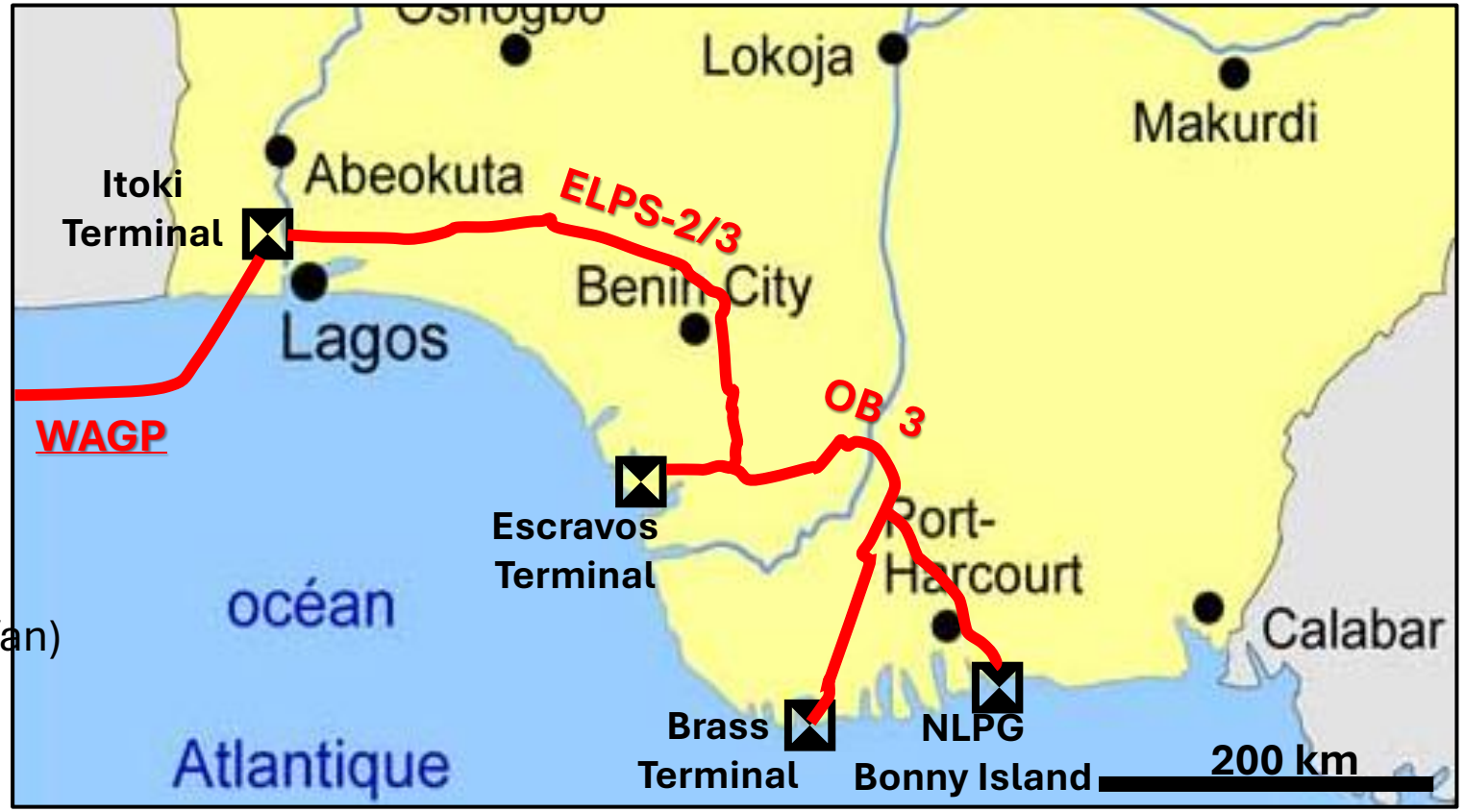
- **Comment alimenter le GAA:**
- **Trois aspects principaux:** (taille, timing de mise en œuvre)

1. Les infrastructures :
2. Les ressources à mobiliser: AG ou NAG, On-Offshore, Domestic et GNL, Exploration…
3. Les politiques gouvernementales et leur performance.

Les Infrastructures

- **18 usines de traitement**
  - Capacité: 6.4 Bcf/j
  - Performance 2025: 50%

- **Une seule usine de liquéfaction GNL opérationnelle**
  - **NGNL Bonny Island** Trains 1-6
  - Capacité: 22 MTPA
  - Consomme 3,5 Bcf/j à 100% (36 Gm3/an)
  - Export 2025: 14,8 MTPA
  - Sous-utilisée à 67%
  - Train 7: 30 MTPA en 2027



- **Trois gazoducs essentiels**
  - **ELPS-2** : Capacité: 2,2 Bcf/j (transporte le gaz d'Escravos)
  - **OB-3**: Capacité: 2 Bcf/j (amène le gaz de l'Est vers l'Ouest par l'ELPS)
    - Ces deux gazoducs alimentent le WAGP et le réseau domestique
  - **WAGP (West Africa Gas Pipeline)**
    - Connecte Itoki (Lagos) à Takoradi (Ghana)
    - Capacité: 480 MMcf/d (5 Gm3/an) mais fonctionne au tiers de sa capacité (100-150 MMcf/d) 1à 1,5 Gm3/an

Quel est et quel sera, le gaz disponible?

Consommation 2025

Gaz disponible (hors flairing, field use, etc.): 1 723 Bcf

Gaz Domestique (2025): 45% (942 Bcf)

- Production d'électricité (80% des centrales sont à gaz) 55%-60%
  - Pénurie constante d'électricité (coupures, générateurs…)
- Industrie: cimenteries, engrais, pétrochimie, etc. 35%-45%

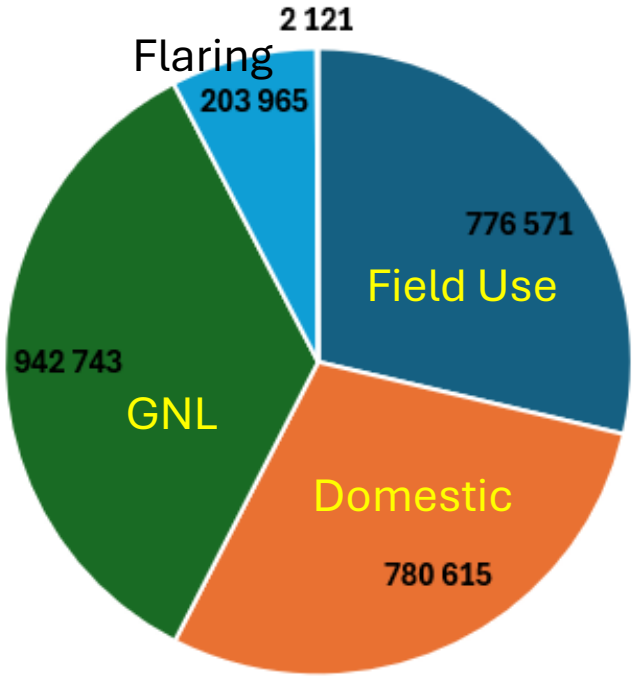
Gaz Exporté GNL (2025): 55% (780 Bcf)

Gaz probablement « intouchable »

- Difficile de réduire la production d'électricité: il faudrait plutôt l'augmenter !
- L'industrie, est cruciale. Projet EWOGGS à 31 Gm3/an pour le complexe industriel de Lekki (usine d'engrais de Dankote, une des plus grandes du monde, centrale électrique, raffinerie).
- Le GNL est produit sous contrats à long terme.
- La mise en production d'un champ (gaz ou huile) est liée à un contrat GNL.

Répartition du gaz en 2025

en MMscf/d



Total metered 2 706 Bscf

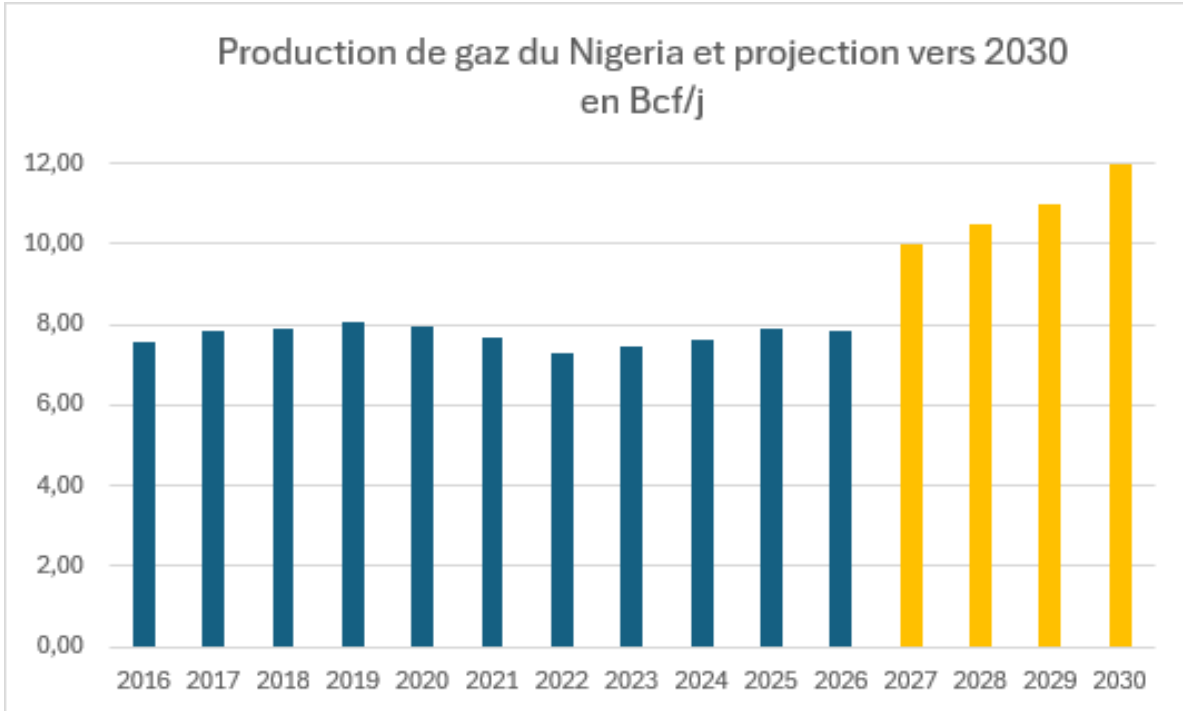
Commentaire: il ne semble pas y avoir de gaz disponible à court terme. La question des ressources est essentielle: la production actuelle est captée, et devrait rester captée, par le GNL et par le gaz domestique.

La stratégie du Nigéria: « croissance et pas détournement »

- **Le chalenge du Nigéria: augmenter le gaz domestique et conserver l'apport en devises fortes par le GNL, tout en alimentant le GAA.**

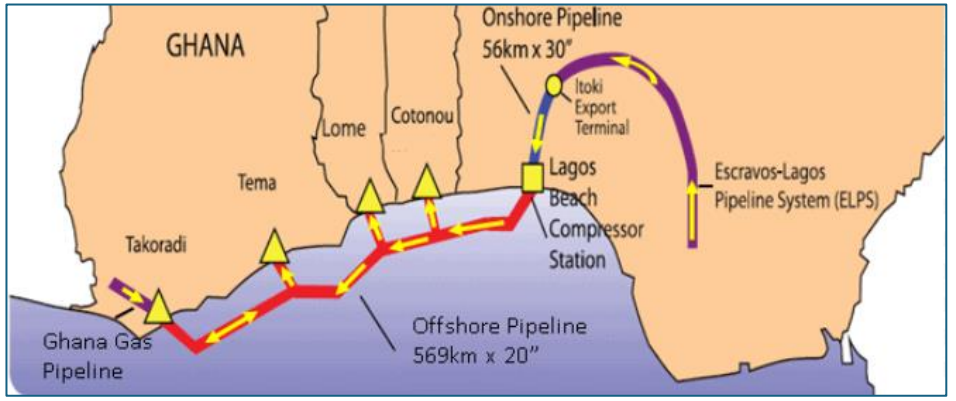
- **Objectif du programme « Decade of Gas » (2021)**
  - 10 Bcf/j en 2027
  - 12 Bcf/j en 2030
  - **Production depuis 10 ans: environ 7,5 Bcf/j**

- **Miser sur le NAG**
  - 46% de la production
  - Dissocié de la production de brut, bridée par le quota OPEP et autres facteurs…
  - Nombreux gisement déjà découverts et non produits (stranded field) ou bloqués (ex: OML 136, champs d'IMA, NNWA-DORO, etc.).
  - 25 FDP validés récemment: devraient ajouter:
    - 9,8 Tcf de réserves (273 Gm3)
    - Tout le gaz des gisements en développement est destiné au réseau domestique et à l'export GNL.
  - Objectif long terme: ajouter 55 Tcf de réserves.



Commentaire: malgré les efforts récents, atteindre l'objectif de production du « Decade of Gas » représente un objectif très ambitieux.
De plus, ce gaz sera fléché vers le GNL et le domestique.

Scenario de remplissable du WAGP



- **Flux de gaz du WAPG connecté au GAA: non documenté**
- Capacité actuelle: Nominale (ou en pointe): **5 à 6 Gm3/an**
- Capacité effective: **2 Gm3/an** (env. 1/3 ou 170 Bcf/j)

- **Scenario d'alimentation du gazoduc AAPG sur 20 et 30 ans**

	Période	Conso. Annuelle	Conso Réserves.	
Scenario 1	2031-2041	5 Gm3/an	50 Gm3	1,8 Tcf
	2041-2051	15 Gm3/an	150 Gm3	5,3 Tcf
		Total	***200 Gm3***	**7,1 Tcf**
Scenario 2	2031-2041	5 Gm3/an	50 Gm3	1,8 Tcf
	2041-2051	30 Gm3/an	300 Gm3	10,6 Tcf
		Total	***350 Gm3***	**12,4 Tcf**

Extension du WAGP vers Côte d'Ivoire)
Part du Nigéria (50%) pour gazoduc à 30 Gm3/an

Extension du WASP vers Côte d'Ivoire)
Epuisement de la ressource Senegal-Mauritanie

Consommation des réserves NAG (100 Tcf) sur 20 ans : 12,4 Tcf
Soit seulement 6% des réserves.
Scenario 2 sur 30 ans: 650 Gm3 soit 23 Tcf (12% des réserves NAG)

Conclusion: alimenter le WAGP et le GAA à partir du Nigéria ne pose pas de problème de réserves.

Miser sur le NAG: les champs à gaz « oubliés »

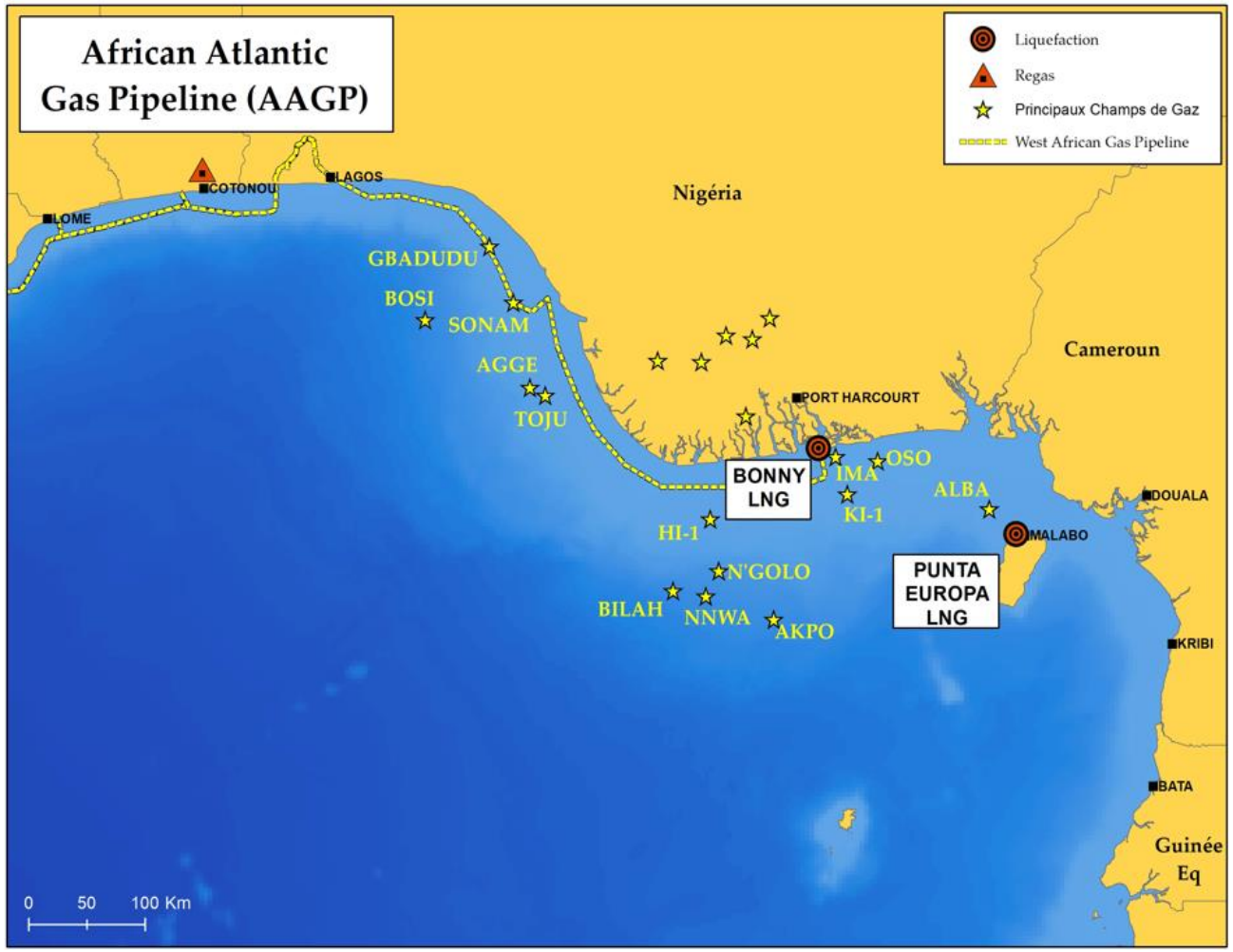
Nombreux champs de gaz (NAG) souvent **stranded fields** pour raisons de marché ou économiques :

Supérieurs à 5 Tcf :Gbaran-Ubie ; Nnwa-Doro/Iseni/Etim-Asasa/ Amenam-Ikeke

Plus « petits » : développement en grappe ?
Exemple OML 136
Trois champs NAG non développés

- Amatu 1973 1,52 Tcf
- Akarino 1975 0,5 Tcf
- Agge 1973 0,5 Tcf
- Agge-3B 2009 1,1 Tcf (1P)
- **Total OML 136: > 3Tcf**

- Situation actuelle:
- Swap TOTAL/CONOIL OML136/147
- Conoil possède 100% de l'OML 136.



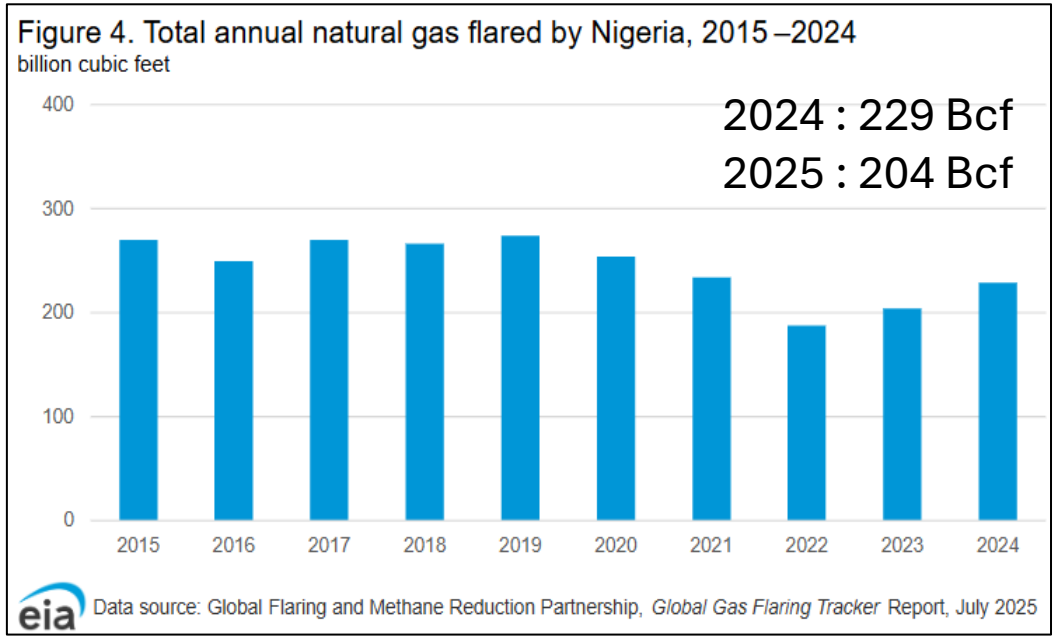
Commentaire: OML 136 sera-t-il mis en production comme IMA ?

Flaring: problème récurent et persistant

- **Flaring: 560 MMcf/j soit 7,5% de la production totale (6 Gm3/an)**
- Augmente depuis des années plus vite que la production (légère baisse en 2025: effet des initiatives anti-flaring?).
- **Nigerian Gas Flared Commercialisation Program (NGFCP)**
  - Capture du gaz sur 49 sites pour commercialisation
  - Orienté vers le domestique (électricité et LPG).
- Surtout onshore et généré par des OML opérées par compagnies locales.
- Réglementation existante peu appliquée.
  - Menace NUPRC (26 sept. 2026) de révocation des licences si non mises en œuvre.

Commentaire: la réduction et même sa suppression totale en 2030 assorti de la commercialisation du gaz n'est pas un « game changer » pour alimenter le GAA.





Comment parier sur le futur?

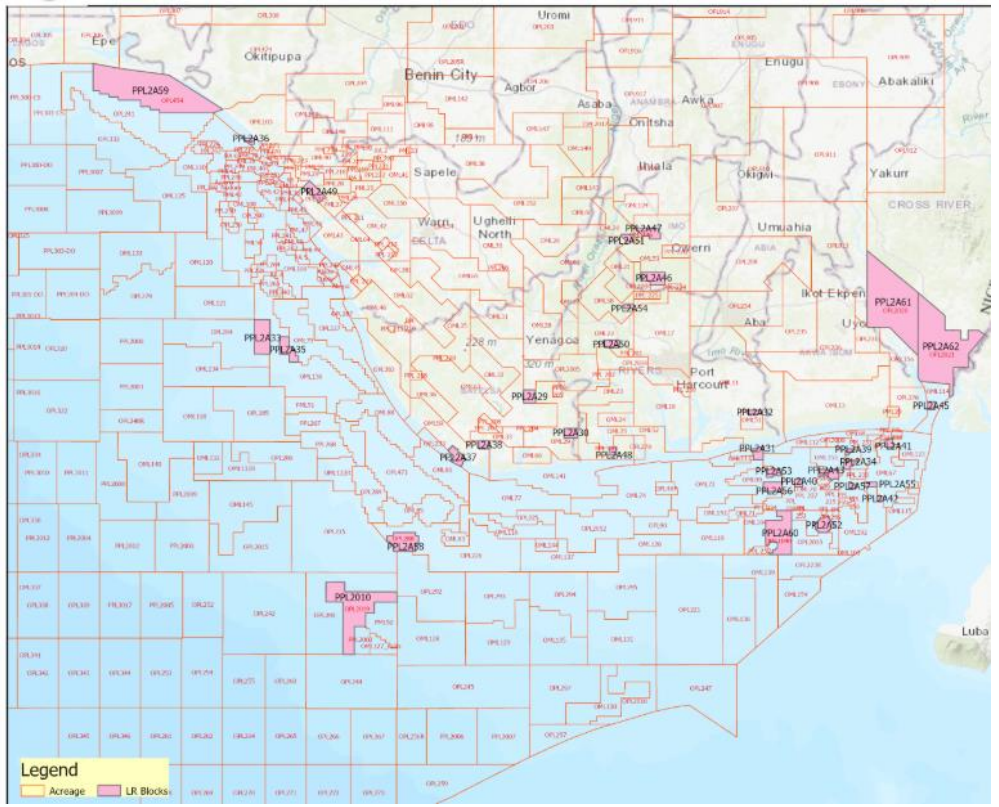
Ouvrir de nouvelles licences d'exploration

- **Cycle 2025 (attribution 2026)**
  - 37 blocs octroyés (oil & gas) sur 50 offerts (13 sans offres)
  - Aucun bloc « frontier » (gaz prône ?) attribué (Benue, Anambra…
  - 1 seul bloc deep-offshore (potentiellement riche en gaz),
  - 31 compagnies, majoritairement locales.
  - Objectif: 250-300 MMcf/j

- **Nouveau Round Q3/Q4 2026**
  - Nouvelle offre dont les 15 blocs Frontier non attribués en 2025 et plus de deep offshore.

Commentaire: l'exploration est un pari. Les résultats, si positifs, mettront 10 à 20 ans avant de porter leurs fruits. Et il n'est pas sûr que le gaz soit attribué au AAPG si les conditions commerciales restent défavorables (aujourd'hui, le tarif GNL est 3 à 5 fois plus rentable que le domestique).

Blocs offerts en 2025
Niger Delta hors Frontier



Onshore: 15 (Frontier: 15)

Shallow/Swamp: 19
Deep offshore: 1

Conclusions: un projet ambitieux et un immense défi

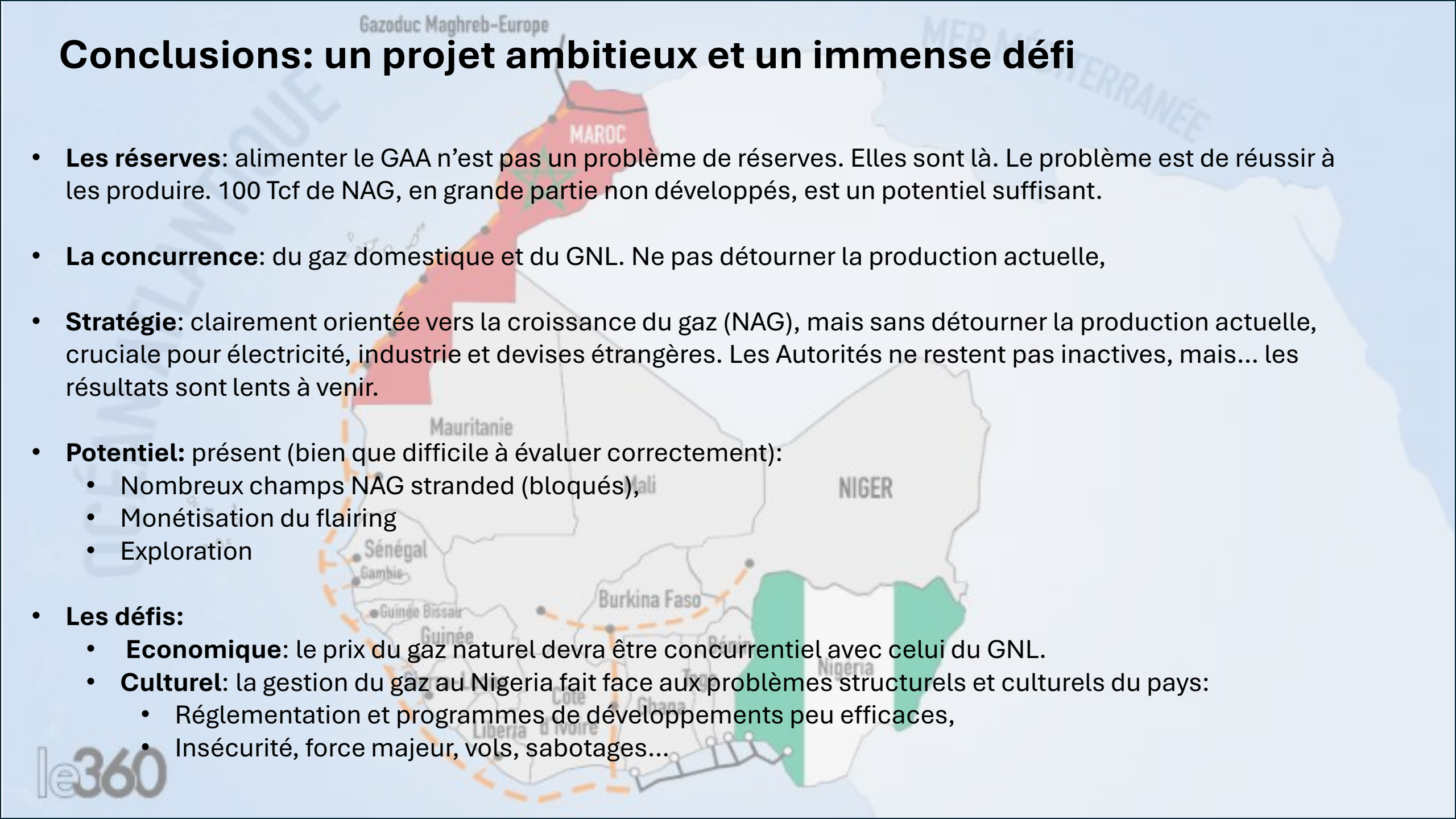
- **Les réserves**: alimenter le GAA n'est pas un problème de réserves. Elles sont là. Le problème est de réussir à les produire. 100 Tcf de NAG, en grande partie non développés, est un potentiel suffisant.

- **La concurrence**: du gaz domestique et du GNL. Ne pas détourner la production actuelle,

- **Stratégie**: clairement orientée vers la croissance du gaz (NAG), mais sans détourner la production actuelle, cruciale pour électricité, industrie et devises étrangères. Les Autorités ne restent pas inactives, mais… les résultats sont lents à venir.

- **Potentiel:** présent (bien que difficile à évaluer correctement):
  - Nombreux champs NAG stranded (bloqués),
  - Monétisation du flairing
  - Exploration

- **Les défis:**
  - **Economique**: le prix du gaz naturel devra être concurrentiel avec celui du GNL.
  - **Culturel**: la gestion du gaz au Nigeria fait face aux problèmes structurels et culturels du pays:
    - Réglementation et programmes de développements peu efficaces,
    - Insécurité, force majeur, vols, sabotages…



Le projet de pipe AAGP
Partie 2
Au-delà de la technique, la géopolitique.

Philippe Sébille-Lopez

ASPO France

AAGP : Africa-Atlantic Gas Pipe

Le projet énergétique du siècle pour l'Afrique (et l'Europe ?)

- Pipe Offshore de Lagos (Nigeria) à Dakhla (Maroc) puis onshore Maroc avec raccordement au gazoduc Maghreb-Europe (GME),
- Longueur : 6900 km **dont 5100 km offshore (le plus long du monde),**

- Projet structurant: 16 pays impliqués à l'initiative du Maroc, dite Sud-Sud,
- Intégration régionale, sécurité énergétique décarbonation (charbon/fuel) et industrialisation
- Budget : 25 G $; travaux 2028-2031
- Signature FID le 19 Juillet 2026 à Freetown sous l''égide de la CDEAO
- Partenaires : NNPC, ONHYM, NOCs, SMH
- **Capacité** : 30 Gm3/an dont 15 Gm3 pour Europe
- **Sources des réserves : Nigeria et/ou Sénégal - Mauritanie**



Caractéristiques techniques du gazoduc AAGP

Capacité : 15 Gm3 puis 30 Gm3
Départ : Brass Island, Nigeria
Diamètre : 48 pouces
Pression : 200 bars puis 100 bars (onshore)
12 stations de recompression (100 à 200 bars) distante de 400 à 800 km (dépendant bathymétrie/altimétrie))
Arrivée onshore : Dakhla (ex-Sahara Espagnol) ou Tarfaya (Maroc)
Connection au GME vers Espagne
Option dérivations onshore vers Niger/Burkina/Mali ???

Phase 1 A South segment: Takoradi (Ghana)-San Pedro (Côte Iv.) extension de l'actuel pipe WAGP (5 G.m3)
Phase 1B North segment **: AAGP Dakar-Maroc first gaz : 2031 ? 15 G.m3**
Phase 2 South segment : AAGP Brass à Takoradi
Phase 3 Jonction: AAGP San Pedro-Dakar en 2041 ? 30 G.m3



Commentaire: à retenir:

- 2031: 1st Gas à 15 Gm3
- 2041: entièrement opérationnel à 30 Gm3

Géopolitique1: Un projet pharaonique aux dimensions inédites pour un format gazier assez classique mais avec des risques et incertitudes en +

Du politique à l'économie en passant par les financements: une multiplicité d'acteurs publics/privés, d'organisations, de sociétés et de structures diverses et variées sur fond d'instabilités politiques et de rivalités onshore sur son tracé

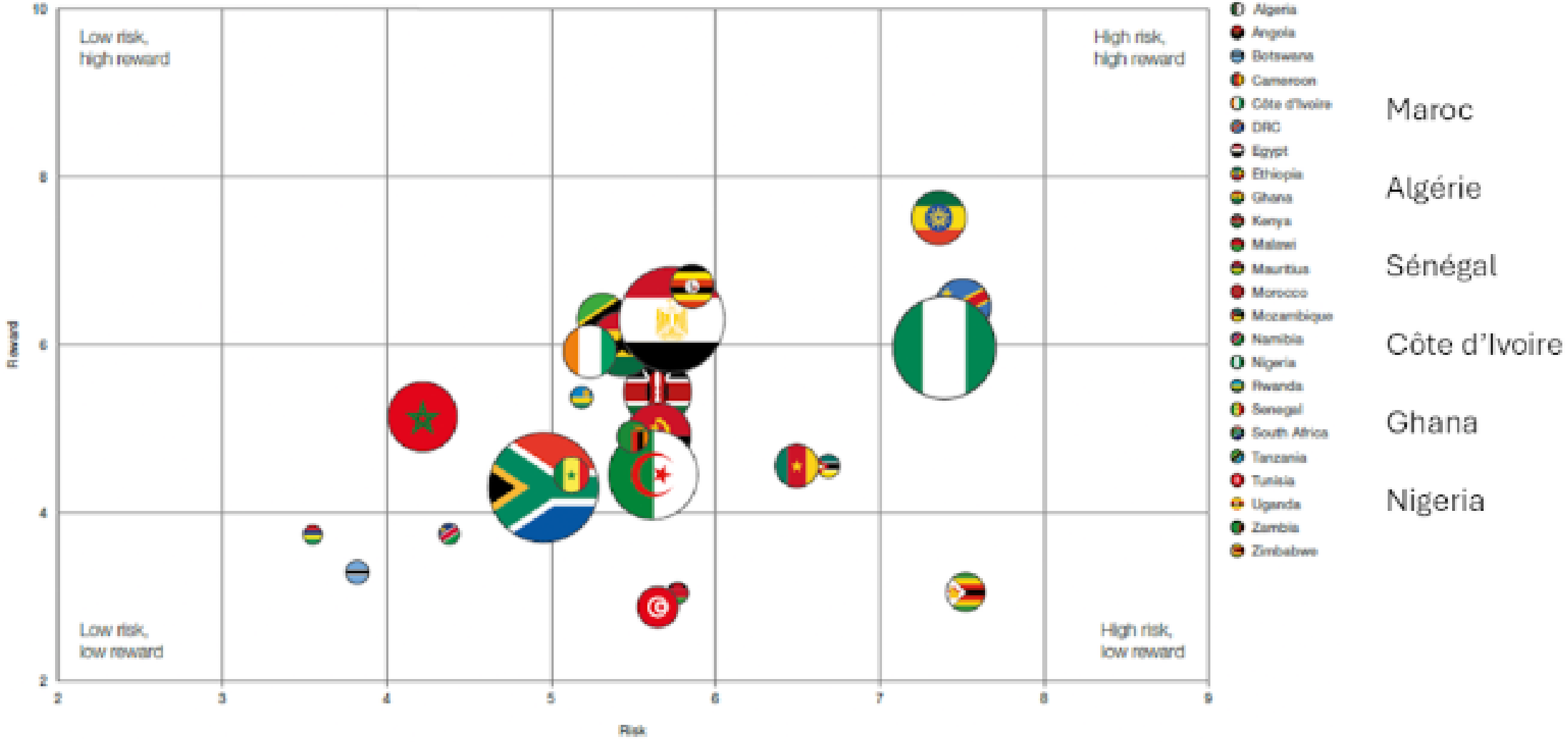
- L'UE: un client final potentiel, sans stratégie/politique gazière durable et fiable assumée de l'intérieur; avec des échecs politico-technocratiques mort-nés de Nabucco au TSGP comme background historique

- Le gazoduc, les réalités géopolitiques africaines et la fragilité fonctionnelle des institutions sous-régionales, doublée de fragmentations internes inter et intra-étatiques
    - UMA (5) une coquille vide depuis sa création en 1986;
    - CEDEAO (15) dont 8 pays UEMOA (1994) mais 3 AES, 3 lusophones et un nombre croissant de régimes putschistes ces dernières années vs le géant nigérian devenu un pôle de stabilité…
    - Le pouvoir de nuisance des Etats africains entre eux et le fragile contrôle des espaces nationaux par les pouvoirs en place; le facteur ethnique et la porosité des frontières
    - En Afrique noire, des oppositions intra-étatiques classiques: Nord/Sud; zones littorales / arrière-pays; agriculteurs sédentaires/éleveurs nomades et questions foncières; affrontements communautaires inter-religieux & djihadismes; le cas particulier des Etats enclavés sans façade maritime
- Bailleurs de fonds multilatéraux traditionnels: du global au national en passant par le sous-régional, qui pour faire quoi vu l'extrême instabilité politico-économique de nombreux pays et régimes en place ?

L’Afrique de l’ouest: approche géo-économique (Risques/opportunités)

Fig. 1 Africa Risk-Reward Index 2026

The position of each country is defined by its risk and reward score. The size of its bubble represents the size of the country's GDP. The individual scores for each country for risk and reward are shown in the table on the next page. Further details on the methodology for calculating each country's scores are provided in detail in the annex.



Maroc

Algérie

Sénégal

Côte d’Ivoire

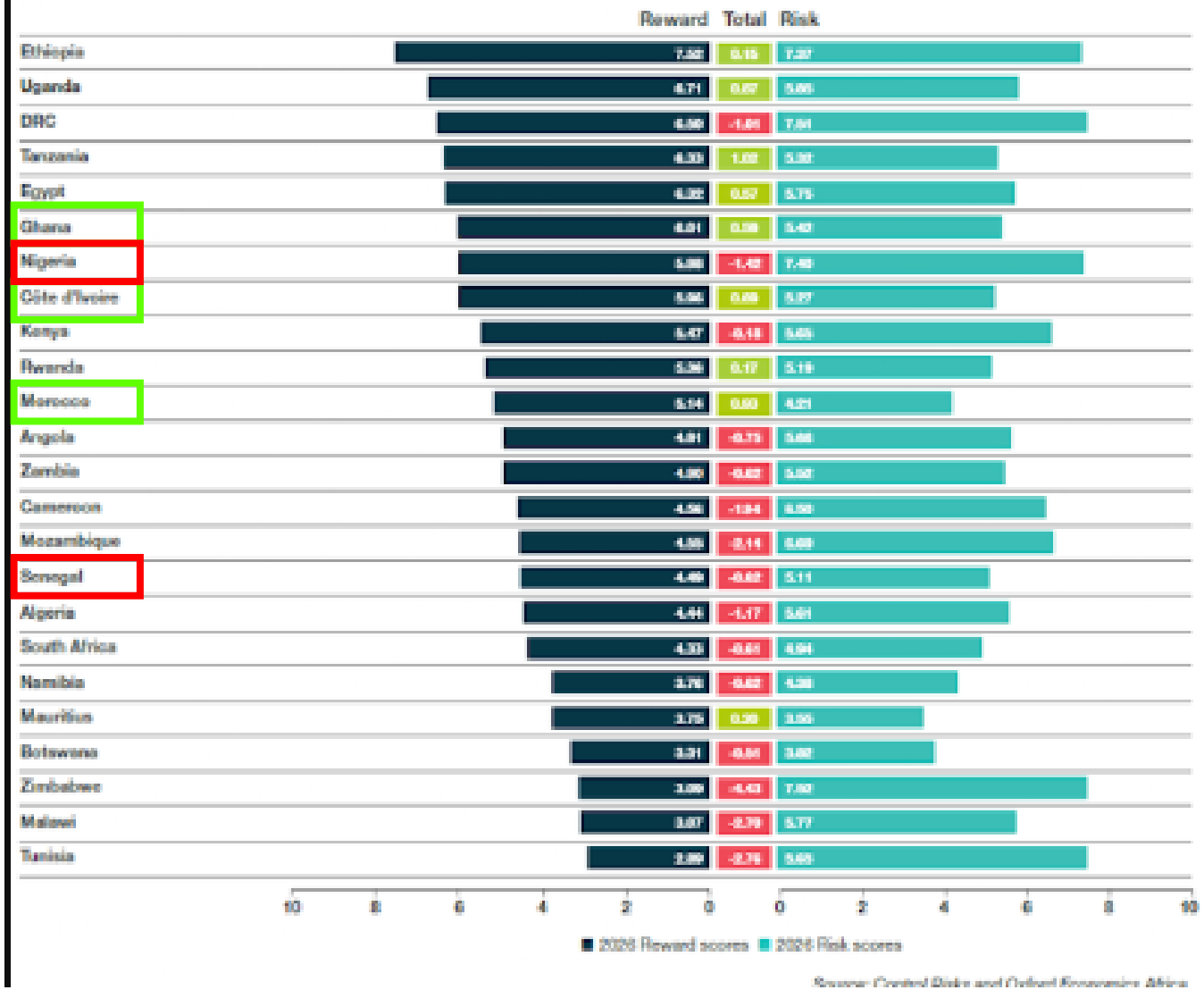
Ghana

Nigeria

Source: Control Risks and Oxford Economics Africa

L'Afrique de l'ouest: approche géo-économique (Risques/opportunités) 2

Fig. 2 Risk and reward scores 2026



Idéalement il faut tendre vers +1

4 pays de la « zone AAPG » sont dans le rouge

Nigeria -1,42

Sénégal -0,82

Cameroun -1,94

Algérie -1,17

3 pays sont dans le vert

Le Ghana 0,59

La Côte d'Ivoire 0,89

Le Maroc 0,99 1er des 9 pays classés dans le vert au classement des 24 pays étudiés sur 55 Etats membres de l'Union africaine

Géopolitique

Par delà la technique, sur et au-delà de la zone de l'AAPG

Nigéria

- Usage de la rente pétrolière au service des « élites politiques » de la Fédération,
- Le gaz naturel, surtout un problème jusqu'ici, pourrait-il, enfin, devenir un atout, malgré les dérives récurrentes de la dette et des finances publiques ?

Maroc

- L'acteur central, avec beaucoup d'atouts, et néanmoins un vrai risque potentiel (le seul?) identifiable: le volet social.

Maroc versus Algérie

- La question du Sahara Occidental avec de nombreux acteurs majeurs, très influent, situés bien au-delà de la zone de l'AAPG.

Le retour de la démocratie en 1999 et la création des « 6 geopolitical zones »; remettre le mauvais génie dans sa boîte ?



Carte et légende de Philippe Sébille-Lopez
Fond de carte de Duncan James

Zone North East : région peuplée majoritairement d'Haoussa, de Fulani et de Kanuri avec d'autres minorités du Nord et notamment de très nombreuses minorités ethniques musulmanes dans les Etats de Taraba et d'Adamawa

Zone North West : région peuplée sensiblement comme la zone Nord-Est mais avec plus d'Haoussa que de Fulani (c'est plutôt l'inverse pour la région Nord-Est), moins de Kanuri, et auxquels s'ajoutent notamment les Gwari

Zone North Central ou Lower North, les principales ethnies minoritaires musulmanes

Zone South West : région très majoritairement Yoruba

Zone South East: région très majoritairement Ibo

Zone South South : hors des Etats d'Edo et Cross River, zone peuplée surtout par les Ijaw et les minorités du Delta

Au Nigeria, l'extrême diversité de la composante ethnique (250) a favorisé l'émergence politique de 4 très grandes ethnies, d'ailleurs appelées elles aussi « majors », comme dans le pétrole… Elles contrôlent le partage de la manne pétrolière via ses multiples évolutions/renégociations au fil du temps, en collaboration avec des ethnies de taille intermédiaire dans chaque région, d'où les revendications de certaines minorités ethniques marginalisées, ici où là, notamment dans la région pétrolifère du Delta…

Résumé sur l'utilisation de la rente pétrolière au Nigeria avec le gaz en perspective

Depuis l'indépendance en 1960, la redistribution de la rente pétrolière a été mise au service du système politique nigérian dans le temps et dans l'espace national, surtout à partir de 1967 et l'introduction du fédéralisme dans la constitution.

Plusieurs inconvénients majeurs derrière cette politique:

- Cet émiettement de la rente a eu pour conséquence l'atomisation territoriale de la Fédération au profit quasi exclusif d'une multiplication des systèmes et sous-systèmes politico-administratifs du niveau fédéral jusqu'aux Gouvernements locaux (LGA) en passant par tous les Etats fédérés.
- Ce fédéralisme scissipare durant plus de 30 ans et malgré les centaines de G$ encaissés par l'Etat grâce au pétrole n'a pas fourni la stabilité et le cadre structurel indispensable à une quelconque stratégie de développement coordonné (eût-elle existée) du pays.
- Seul bénéfice direct pour les populations: des carburants subventionnés d'un coût astronomique pour le budget de la Fédération (7 à 12 G$/an selon les époques) avec les dérives traditionnelles associées vols, trafics, insécurité et violences. En 2026, le président Bola Tinubu met fin aux subventions après 25 ans de tentatives infructueuses. Prochaines élections présidentielles et générales en janvier 2027…
- Même la politique spécifique de développement de la région pétrolière du Delta, mise en œuvre dès 2000 via la création de la NDDC (6 puis 9 Etats concernés), n'a pas obtenu les résultats escomptés malgré plusieurs dizaines de G$ « investis » depuis. Une illustration supplémentaire de ce que les Nigérians appellent « l'évaporation des financements » au fil des nouveaux projets et de leur réalisation…
- **Cette captation de la rente pétrolière explique aussi en partie la faiblesse des moyens disponibles et mis en œuvre au service du formidable potentiel gazier du pays. Le grand plan stratégique sur le gaz élaboré en 2026 par la NNPC y répondra peut-être enfin. Cela dépendra, comme toujours au Nigeria, de son exécution.**

Un seul avantage majeur et non des moindres: maintenir l'intégrité territoriale de la Fédération et éloigner le spectre de la sécession depuis la guerre du Biafra (1967-1970) en partageant « au mieux » depuis lors, le gâteau disponible.

Les dérives traditionnelles de la dette, du budget et des finances publiques au Nigeria depuis le retour de la démocratie (democrazy) en 1999

Change Naira/$ d'environ 120 à 350 nairas de 2000 à 2018, mais 1330 nairas fin septembre 2026, après dévaluation du naira en 2024

Fin du S1 2026: **dette extérieure du Nigeria** = 51 G$, malgré la plus importante annulation de dette en Club de Paris de toute l'histoire de l'Afrique en 2006 (18 G$ annulés, sur un stock de dette à l'époque de 31 G$)

Budget fédéral voté en mars 2026: 50 G$ mais seulement 54% financés côté recettes, vive l'emprunt et la dette...

Ère Olusegun Obasanjo (1999–2007) : Croissance progressive de ₦0,95T (1999) à ₦2,30T (2007).

Ère Umaru Yar'Adua / Goodluck Jonathan (2008–2015) : Expansion de ₦2,70T (2008) pour culminer à ₦4,99T (2013) et terminer à ₦4,49T (2015).

Ère Muhammadu Buhari (2016–2023) : Forte accélération, démarrant à ₦6,06T (2016) pour atteindre ₦21,83T en 2023 (période de transition).

Ère Bola Tinubu (2024–2026) : Sauts massifs liés aux réformes économiques, à la dévaluation du naira et à la suppression théorique des subventions sur les carburants (soit ₦66,5T en 2026 au taux de change courant, avec **un budget fédéral multiplié par 30 entre 2007 et 2026**...)

Un système/marché de l'énergie structurellement dysfonctionnel, de l'électricité aux carburants en passant par le gaz, avec beaucoup d'agences de régulation et des acteurs publics/privés incapables de travailler ensemble dans ce cadre très évolutif, de réformes en réformes, mais toujours inadapté aux réalités du pays.

Prix des carburants en octobre 2026 vs niveau de vie et pouvoir d'achat des 243 millions de Nigérians :

Type de Carburant	USD / Litre	NGN / Litre	vs Moy. Mondiale
Essence	$0.990	₦1,318/L	-37.8%
Diesel	$1.300	₦1,730/L	-18.3%
GPL / Autogas	$0.870	₦1,158/L	-8.9%

Un plein d'essence (PMS) de 40l au Nigeria coûte ₦52,676. Un salarié moyen (**$210 USD par mois)** travaille environ 4 jours pour ce plein de 40 litres.

Elections présidentielles et générales en janvier 2027...

Les rivalités d'influence Maroc vs Algérie en Afrique de l'Ouest : la question du Sahara occidental (un enjeu devenu annexe ?) avec néanmoins des intérêts géopolitiques pour de nombreux acteurs très influents bien au-delà de cette zone

Le Sahara occidental revient dans l'actualité en 2026. Intense activité diplomatique de Washington à Madrid en passant par l'ONU réunissant le Maroc, l'Algérie, la Mauritanie et le Front Polisario, sous l'égide des États-Unis et de l'ONU. En débat, un protocole de transition défendu par les USA et Rabat vs le referendum d'auto-détermination du peuple saharaoui de l'ONU; à part le Polisario et l'Algérie, certains acteurs y trouvent leur compte, d'autres moins et d'autres pas du tout, mais sans avoir voix au chapitre (liste non-exhaustive):

Satisfaits

le Maroc, qui avait obtenu via les Accords d'Abraham sous Trump1 en 2020, le soutien des USA sur ce dossier, et avec lui bien sûr Israël, les E.A.U (partenaires des Accords) mais aussi certains pays d'Afrique de l'Ouest plus que d'autres

Plus réservés

L'Arabie saoudite, le référent de base de l'Islam sunnite, bien au-delà de son statut de bailleurs de fonds et de protecteur des lieux-saints; et bien sûr la Russie et la Chine avec des stratégies différenciées, du militaire à l'économique, sans oublier le politique

Mécontents

La Turquie (perte des réseaux des confréries gulénistes en Afrique, purges post coup d'état 2016 en Turquie) et le Qatar

Les neutres sur le fond

En Afrique et jusqu'au Moyen-Orient, cette question divise mais du fait des rapports de force préexistants entre les pays de cette vaste zone géographique, beaucoup préfèrent rester neutres même s'ils n'en pensent pas moins.

Situation à peu près identique en Afrique noire de l'Ouest, avec des variantes toutefois concernant les pays très majoritairement musulmans. Sauf instrumentalisation politique du facteur religieux par les régimes en place, l'Islam en Afrique noire est majoritairement modéré, même s'il doit bien sûr gérer la présence des différentes factions islamistes sur la zone, du Sahel au nord Nigeria et de plus en plus au nord des pays riverains du Golfe de Guinée au sens large…

Maroc/Algérie: de profondes différences malgré certaines similitudes en apparence

Facteurs géographiques:
Le Maroc, tête de pont entre 2 continents avec 2 ouvertures maritimes essentielles
L'Algérie, 1er pays d'Afrique en superficie (depuis la sécession du Soudan du sud en 2011), avec certes des intérêts maritimes pour le commerce mais secondaires au regard de ses stratégies d'influence continentale

Facteurs ethniques: les Berbères (50% de la population marocaine) ne sont pas des Arabes; les Touaregs sont berbères

Facteurs religieux:
Le souverain marocain est « Commandeur des croyants » avec un Islam modéré dominant qui s'appuie sur la royauté, sans rien en contester; le FNL mouvement révolutionnaire laïc, avec les concours de l'Armée et des services de renseignement, structure et contrôle, surtout depuis 1963-64, l'ensemble des leviers de pouvoir sur le territoire et dans ses marges.

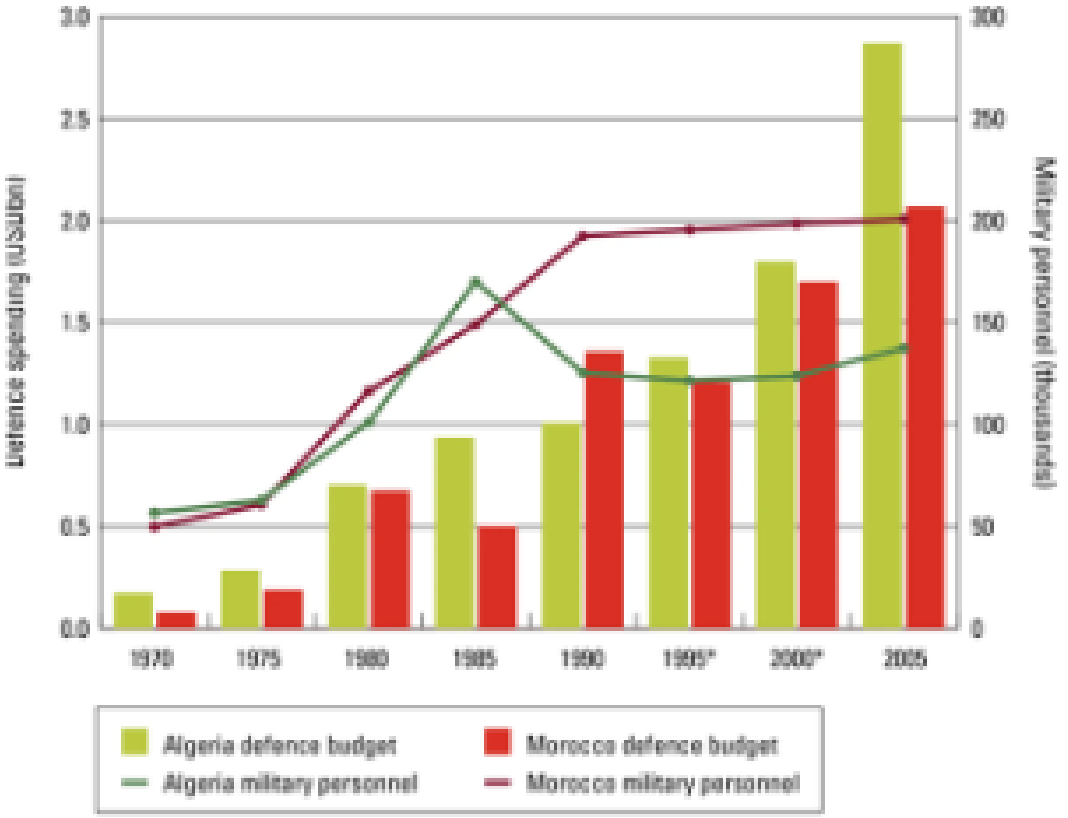
Facteurs politiques interne: des défis commun (la jeunesse) mais des approches/gestions différenciées (cf Maroc suite)

Facteurs économiques: une différence majeure, le rôle du secteur privé en expansion au Maroc alors qu'il plafonne en Algérie du fait des systèmes politico-économiques respectifs en place

Politiques étrangères: la résultante de ce qui précède, où l'on retrouve l'ensemble de ces facteurs de façon amplifiée
Le Maroc: 33 ans d'absence à l'UA post annexion du Sahara occidental et un retour tonitruant depuis 2017 en Afrique de l'Ouest
L'Algérie: une stratégie de médiation et d'influence surtout terrestre envers ces voisins sud, mais avec des limites au-delà.

Différences aussi de planification et d'investissements en matière de Défense (rivalités et perceptions de la menace mutuelle et ses effets dans le temps)

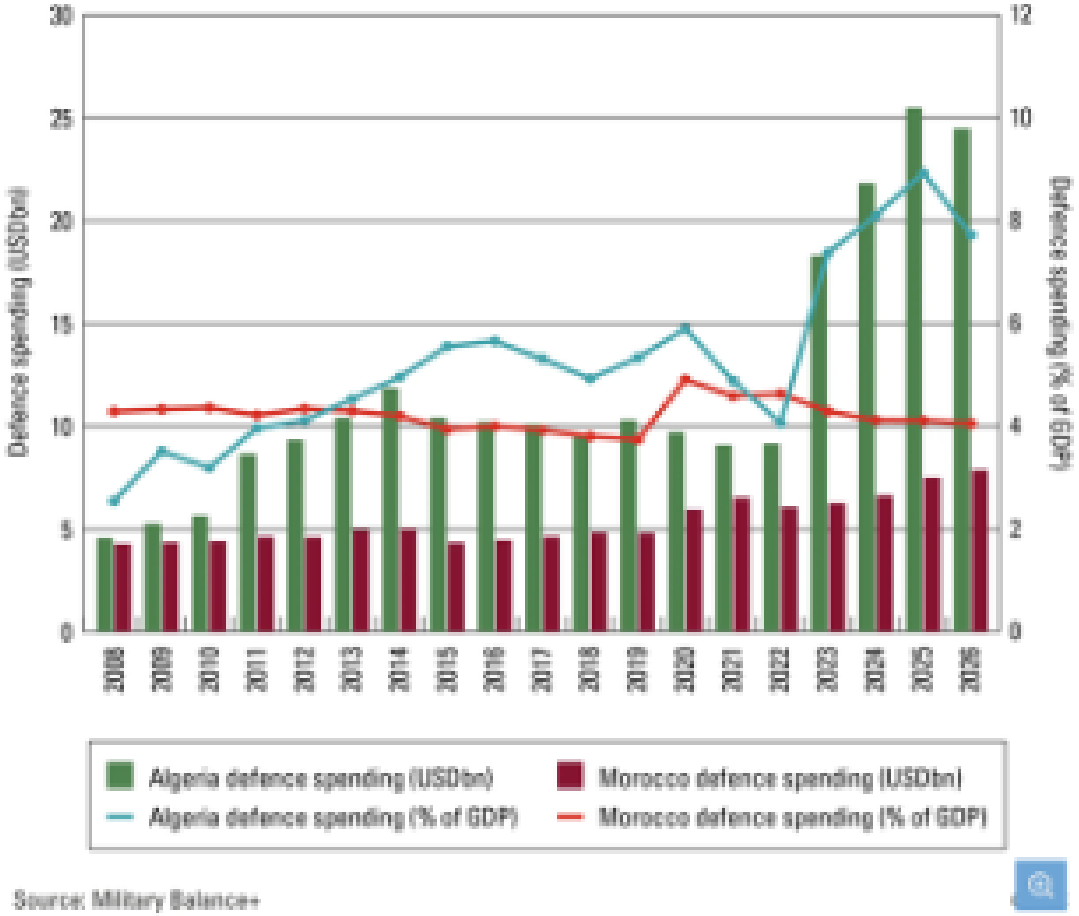
Figure 1: **Algeria and Morocco: defence spending (USDbn) and military personnel, 1970–2005**



*Morocco's budgets for 1995 and 2000 are estimated.
Source: *The Military Balance*

Graphiques:
Source: IISS

Figure 2: **Algeria and Morocco: defence spending (USDbn and % of GDP), 2008–26**



Source: Military Balance+

Soutenabilité, modernisation et aides/dépendances extérieures: les USA contrôlent militairement le Maroc depuis plus de 20 ans ainsi que les satellites « sécuritaires » du Royaume en Afrique de l'ouest (le programme African Lion)

Le Maroc: de nombreux atouts très diversifiés 1/2

Aspects géopolitiques et militaro-stratégiques

Avec historiquement le Nigeria en background, le Maroc est devenu progressivement ces 20 dernières années le premier relais militaro-stratégique des USA en Afrique de l'Ouest, notamment avec le programme/manœuvres « African Lion ».

Les USA voient dans le Maroc un partenaire cohérent sur trois dimensions simultanées : la lutte antiterroriste, la stabilité du flanc sud de l'espace euro-atlantique et la gestion des flux migratoires vers l'Europe. L'exercice militaire ***African Lion*** est organisé annuellement sur le sol marocain depuis 2004 par l'USAFRICOM, basé à Stuttgart et couvrant 53 pays africains (sauf l'Egypte rattachée au Centcom). Il constitue le plus grand exercice militaire états-unien en Afrique. Son format a progressivement intégré de plus en plus de partenaires africains et internationaux, dont des armées sahéliennes, faisant du Maroc la porte d'entrée du dispositif sécuritaire américain en Afrique de l'Ouest.

L'Union européenne a également consolidé avec le Maroc un partenariat substantiel, articulé autour de la sécurité, de la gestion migratoire et des échanges économiques, inscrit dans une relation de long terme qui a su traverser les turbulences diplomatiques conjoncturelles. La Chine et la Russie, de leur côté, maintiennent avec Rabat des relations pragmatiques qui témoignent de la capacité du Royaume à entretenir des partenariats utiles avec des puissances aux agendas pourtant divergents.

Les E.A.U envoient un signal différent. Leurs investissements croissants dans l'économie marocaine, notamment dans les infrastructures énergétiques et les zones industrielles, traduisent un jugement très favorable sur la qualité des institutions du pays et sa capacité à délivrer des projets complexes dans un espace régional instable. Ce type de confiance, de la part d'acteurs dont l'analyse des risques est parmi les plus sérieuses au monde, alimente naturellement la crédibilité du Maroc auprès de l'ensemble de ses partenaires internationaux.

La doctrine sahélienne du Maroc repose en outre sur trois principes qui se renforcent mutuellement. La présence économique, bancaire, portuaire et la formation des cadres précèdent toujours les demandes diplomatiques : elles créent les conditions d'une utilité réciproque. De plus, la continuité dynastique et la Commanderie des Croyants, via notamment la confrérie tidjiane basée à Fez, offrent une profondeur temporelle et spirituelle que les sociétés sahéliennes, dont les temporalités excèdent les cycles électoraux, reconnaissent et respectent. Enfin, la coopération Sud-Sud sans conditionnalité politique est une offre que le Maroc formule avec une crédibilité qui tient à la nature même de ce qu'il est : un royaume africain et musulman qui ne se présente pas en donneur de leçons, mais en intermédiaire et partenaire de long terme.

Le Maroc: de nombreux atouts très diversifiés et un seul risque 2/2

Aspects économiques intérieurs

Focus Tanger-Med, un hub maritime et industriel à l'échelle mondiale:

En moins de vingt ans, Tanger-Med est passé de la 61e à la 17e place mondiale des ports à conteneurs. Voulu par Mohammed VI, il est bien plus qu'un port : c'est un complexe logistique et industriel intégré, à l'entrée du détroit de Gibraltar. Il rayonne sur toute la Méditerranée occidentale jusqu'à l'échelle eurafricaine. Son problème n'est plus de savoir comment attirer le trafic, mais comment absorber sa croissance. La clé de son succès repose sur l'intégration du maritime, du ferroviaire, de la route, de l'industrie, de la logistique et des zones franches dans un même dispositif. Il a aussi développé une immense plate-forme économique étendue sur plus de 3000 hectares de zones économiques, accueillant plus de 1500 entreprises dans l'automobile, l'aéronautique, le textile, l'agro-alimentaire et la logistique.

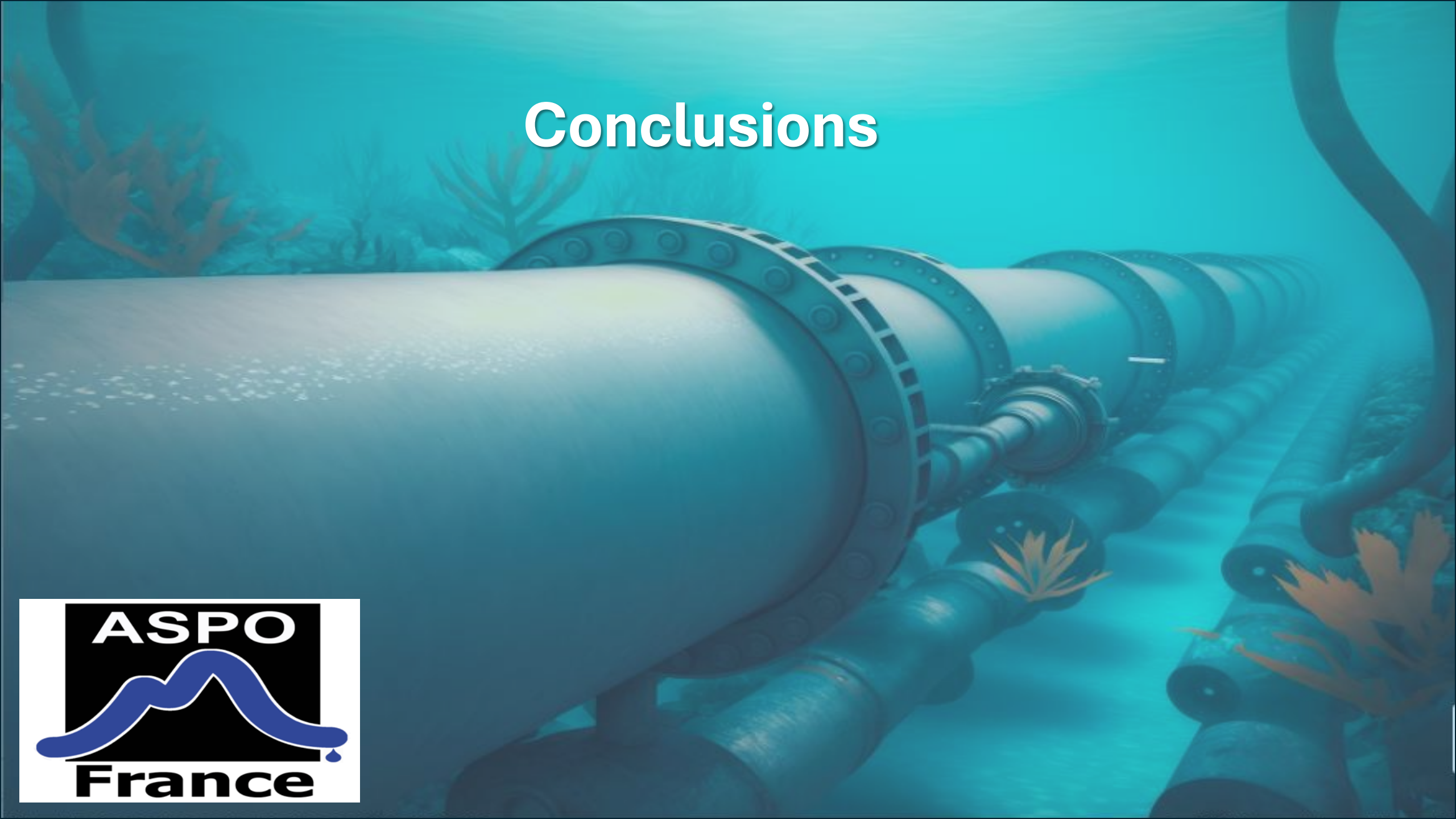
IDE et climat des affaires: Entre 2007 et 2023, le Maroc a attiré environ 37,5 G$ d'investissements nets étrangers (IDE), soit une moyenne annuelle de 2,2G$. En 2023, EY classait le pays à la 3ème place en Afrique. La Banque mondiale estimait en 2019 à 11,2% la part du PIB marocain consacrée sur les deux dernières décennies à des investissements dans les secteurs des transports, de l'eau et l'assainissement, de l'irrigation, du numérique, des TIC et de l'électricité. Ces infrastructures ont à leur tour favorisé le développement de secteurs économiques clés: automobile, industries aéronautique et pharmaceutique qui sont venus s'ajouter aux secteurs industriels traditionnels comme le textile et les mines dans une spirale vertueuse de développement économique prometteur,

Aspects socio-politiques intérieurs: enseignements des élections législatives de septembre 2026

Le taux de participation des élections législatives ressort à 38,02%, en fort recul par rapport aux 50,35% enregistré lors du scrutin de 2021 traduit la crise de confiance des Marocains envers leur classe politique. le RNI au pouvoir perd 36 sièges. Une dégringolade qui profite au PAM, Parti authenticité et modernité, vainqueur avec 97 sièges sur 395, mais aussi et surtout au PJD, le parti islamiste modéré. Ce parti, balayé lors des législatives de 2021, passe de 13 à 54 sièges et s'impose comme un acteur important pour la suite, tout comme le parti de l'Istiqlal et ses 65 députés. La dirigeante du PAM est ainsi devenue la première femme 1er ministre au Maroc.

Côté société en chiffres, la tranche des 18-24 ans, qui équivaut à 12 % de la population, ne représentait que 3 % des inscrits pour voter. De plus, alors que le Maroc a connu une croissance de près de 5 % en 2025, plus de 4% attendus en 2026, le taux de chômage des 15-24 ans frôle les 30%. Au Maroc, les jeunes âgés de 15-24 ans comptent environ 16% de la population totale, tandis que la tranche élargie 15-34 ans en représente 32%. Le principal défi de la nouvelle coalition sera de répondre aux énormes attentes sociales de la population (santé, éducation, chômage, etc.) à commencer par la jeunesse, Un mouvement GenZ, comme le monde en connaît beaucoup, et le risque social représentent les seules menaces qui pourraient peser sur la success story marocaine.

Conclusions



Conclusions

- **Deux sources majeures de gaz:**
  - ***Nigéria et ses problèmes de production…***
    - Alimenter le gazoduc AAPG n'est pas un problème de réserves, mais un problème de production. Stagnation depuis 10 ans. Objectif 2030 trop ambitieux.
    - Stratégie affichée de la Fédération cohérente: augmenter la production tout en préservant le gaz domestique et le GNL, mais promulguer des lois et des initiatives (Decade of Gas) ne suffira pas.
    - Le Nigéria souffre de carences de gestion structurelles et culturelles (émiettement, « évaporation » de la rente pétrolière, insécurité, endettement, financement difficile, complexité administrative, inefficacité, etc.).
  - ***Le couple Sénégal-Mauritanie et la question de la réalité des réserves…***
    - Abandon de permis, départ des opérateurs, et concurrence du GNL.
- **Deux acteurs majeurs:**
    - ***Le Nigéria et ses carences* structurelles et culturelles *de gestion de la rente*** (émiettement, « évaporation », insécurité, endettement, financement difficile, complexité administrative, inefficacité, etc.).
    - **Le Maroc**, plus solide et crédible, mais…une fragilité sociale et une géopolitique complexe: rivalité Maroc-Algérie
- **L'AAPG reste aujourd'hui un projet pharaonique ambitieux dont rien ne permet de dire qu'il sera réalisé entièrement.**