



REPUBLIQUE DU SENEGAL

Un Peuple – Un But – Une Foi



**Ministère du Pétrole
et des Energies**



**NOTE
SYNTHETIQUE**

STRATEGIE « GAS TO POWER »

*Le gaz naturel : instrument majeur
pour l'atteinte de l'objectif
d'électrification universelle à moindre
coût !*

Décembre 2018

Contexte

A l'horizon 2025, le Sénégal ambitionne de disposer de l'énergie en quantité et qualité et à un coût abordable, tout en assurant un accès universel aux services énergétiques modernes, dans le respect des principes d'acceptabilité sociale et environnementale.

Cet enjeu majeur, socle de l'axe 1 du Programme Sénégal Emergent (PSE), intégrant l'Objectif de Développement durable n°7, était jusque-là porté par une stratégie de déploiement des énergies fossiles (produits pétroliers, charbon) et renouvelables (solaire, éolien, hydraulique).

C'est ainsi qu'aujourd'hui, la capacité électrique installée, qui est d'environ 1 gigawatt (GW) (SENELEC + IPPs), est basée à soixante-dix pourcents (70%) sur du fioul lourd et du diesel, huit pourcents (8%) sur le charbon et vingt-deux pourcents (22%) sur l'hydroélectricité et le solaire. Ce mix électrique, cumulé à la double conjonction des prix internationaux et locaux, induit un coût de production de l'électricité très onéreux.

A cet égard, l'intervention de l'Etat, par le biais de subventions, s'avère nécessaire pour rendre les tarifs de l'électricité accessibles au plus grand nombre. Cela s'est traduit, structurellement, par un besoin de compensation tarifaire qui a atteint 68 milliards de F CFA en 2017 et qui avoisinerait, 140 et 110 milliards de F CFA respectivement, en 2018 et 2019, selon les estimations de la Commission de Régulation du Secteur de l'Electricité (CRSE).

Il convient cependant de relever que le développement économique futur du pays, envisagé par les pouvoirs publics, suppose une énergie **compétitive** pour les entreprises, **abordable** pour les populations, y compris les plus vulnérables, et **peu polluante** pour l'environnement. Cette nécessité stratégique ainsi que les récentes découvertes de champs gaziers au Sénégal militent en faveur d'une refondation du schéma de production d'électricité dans le pays.

En effet, la production d'électricité à partir du gaz naturel permettrait, à coup sûr, d'atteindre le triptyque indiqué supra grâce, notamment, aux importantes ressources gazières découvertes au large du pays et dont le début de production est prévu, en 2022/23 pour le champ transfrontalier au Nord (Grand Tortue Ahmeyim-GTA) et en 2023/24 pour le champ au Sud de Dakar (Sangomar – SNE).

Suivant cette perspective, une nouvelle stratégie communément appelée « gas to power », objet du présent document, a été retenue par les autorités sénégalaises. Elle définit les bases retenues pour le développement de la production d'électricité à partir du gaz naturel.

L'objectif de cette stratégie sera multiple et ambitieux, à la hauteur des engagements des plus hautes autorités :

- 1- gagner en indépendance énergétique avec une sécurisation de l'approvisionnement de la SENELEC en combustibles ;**
- 2- supprimer, de manière structurelle, la compensation tarifaire versée par l'Etat;**
- 3- réduire considérablement le coût de l'énergie pour les populations et les entreprises du Sénégal ;**
- 4- et enfin, atteindre l'accès universel à l'énergie dès 2025 ainsi que l'objectif d'énergie propre pour l'ensemble du Sénégal.**

Elle prévoit la nécessité, d'une part, de concevoir un cadre légal et institutionnel favorable à son développement et, d'autre part, d'optimiser l'ensemble de la chaîne de valeur gazière, depuis l'approvisionnement en énergie primaire jusqu'à la distribution de l'électricité chez les consommateurs. Elle s'articule autour des points suivants :

- 1- La définition d'un cadre légal et institutionnel adapté :** identification et mise en œuvre d'un ensemble de réformes nécessaires à la création et au fonctionnement d'un marché local du gaz naturel ;
- 2- l'optimisation des sources d'approvisionnement :** sécurisation de flux destinés à SENELEC et au marché local auprès des champs pétroliers et gaziers sénégalais ;
- 3- l'identification des besoins en infrastructures de réception et de transport du gaz naturel :** conception d'infrastructures gazières modernes et optimisées ;
- 4- la mise à niveau des infrastructures de production électrique :** conversion des centrales thermiques actuelles en dual-fuel. Les futures centrales thermiques seront au gaz naturel comme énergie primaire ;
- 5- et enfin, l'amélioration de la distribution électrique :** amélioration du réseau national grâce à l'appui du Compact 2 du Millenium Challenge Corporation dont les deux tiers (soit environ 400 M\$) seront consacrés à ce segment.

1. Cadre légal et institutionnel

Le sous-secteur gazier amont (upstream) est actuellement régi par la loi n°98-05 du 08 janvier 1998 portant Code pétrolier du Sénégal.

La loi n°98-31 du 14 avril 1998 portant réglementation du secteur des hydrocarbures régit les activités d'importation, de raffinage, stockage, transport et distribution des hydrocarbures. Cependant, bien qu'elle intègre le gaz naturel dans le champ des hydrocarbures visés, en son article premier, elle se concentre quasi exclusivement sur le pétrole brut et les produits pétroliers, véritables objets de ladite loi et de son décret d'application (décret n°98-331 du 21 avril 1998). Les spécificités du secteur gazier y sont très peu prises en compte.

Les sous-secteurs gaziers midstream et downstream du Sénégal nécessitent donc la mise en place d'un cadre juridique et institutionnel adapté pour en faciliter le développement.

Ce cadre suppose :

i- l'élaboration et l'adoption d'une loi gazière et d'un code réseau régissant l'ensemble des segments mid/downstream avec, à terme, un régime de licences pour toutes les activités de ces segments;

ii- l'élargissement du champ de compétence de la Commission de régulation du secteur électrique (CRSE). Celui-ci devra intégrer la régulation du secteur mid/downstream gazier et, idéalement, le Comité national des Hydrocarbures pour le secteur pétrolier Aval (CNH). Il s'agira de mettre en place une véritable Autorité de Régulation de l'Energie (ARE);

iii- la création de filiales de SENELEC dédiées, respectivement, à l'achat en gros de gaz naturel et au transport de gaz naturel. Ces filiales constitueront, éventuellement à travers des partenariats publics privés, les bras opérationnels de l'Etat dans la mise en œuvre de la stratégie « *gas-to-power* », respectivement en tant qu'agrégateur et co-gestionnaire du réseau.

Modèle de régulation

Les Autorités envisagent que le Sénégal optera, dès que possible, pour un régime d'octroi de licences avec une réglementation économique du secteur gazier similaire à ce qui est actuellement pratiqué dans le secteur de l'électricité. Une étude sera entreprise pour évaluer la possibilité d'instituer de façon immédiate un régime de licence. Elle devra également évaluer, dans le cas où l'option de la régulation par voie contractuelle se justifie, le temps qu'il faudra pour mettre en œuvre un cadre d'octroi de licences. Les conclusions principales de

cette étude feront l'objet d'une communication officielle dès que disponibles. En fonction des résultats de cette étude, les autorités sénégalaises pourront décider de mettre en place immédiatement le régime d'octroi de licences ou d'appliquer une approche de régulation par voie contractuelle pendant une période transitoire avant le passage à un régime d'octroi de licences dans un délai rapide à définir en fonction de l'étude ci-dessus.

Le régime d'octroi de licences envisagé suppose que le cadre juridique existant relatif au gaz soit révisé afin de fournir plus de détails sur les conditions d'exploitation du secteur gazier midstream et downstream (exploitation, construction, transport, propriété du gazoduc, participation du secteur privé, etc.)

Corpus légal

En définitive, les Autorités sénégalaises envisagent trois types d'instruments juridiques régissant les secteurs gaziers midstream et downstream :

- une législation primaire : La législation primaire (une nouvelle loi sur le gaz) serait une législation favorable définissant un cadre général pour le secteur. Celui-ci déterminerait le régime d'octroi de licences, les obligations des différents organismes et conférerait aux organismes les pouvoirs nécessaires pour élaborer des règles plus détaillées pour ce secteur.
- un régime de licences : Les licences définiront les droits et obligations du détenteur de la licence pour chaque activité et constitueront le principal moyen par lequel l'organe de régulation du secteur pourra faire valoir ses pouvoirs sur le secteur gazier. Ces licences découleront du cadre réglementaire à mettre en place. Les Autorités sénégalaises envisagent que le titulaire d'une licence de transport ne soit pas autorisé à détenir également une licence d'importation, d'approvisionnement ou d'exportation. Cela se justifie par le souhait d'éviter les situations de conflit d'intérêts lorsqu'une autorisation d'accès au réseau de gazoducs est accordée à des tierces parties.
- un corpus de Codes régissant ces secteurs : Le principal Code est celui du réseau. Il constitue le fondement des accords commerciaux et opérationnels entre le transporteur et tous les utilisateurs du réseau. L'objectif principal du Code est l'exploitation efficace du réseau gazier et la sécurité de l'approvisionnement.

Le processus d'adoption de la loi gazière ainsi que les amendements à apporter aux lois existantes du secteur énergétique suivra les étapes décrit à l'annexe.

Au final, le cadre légal et institutionnel définira des bases favorables et saines pour l'éclosion d'un secteur gazier local fort et dynamique sur toute la chaîne de valeur. En particulier il donnera plus de visibilité et de confiance aux opérateurs pétroliers pour alimenter le marché local.

2. Sources d'approvisionnement

Le Sénégal dispose actuellement d'une source locale, certes marginale, de gaz naturel grâce au champ onshore de Gadiaga en production commerciale depuis 2002 par la société Fortesa. Ce gaz est aujourd'hui principalement absorbé par les besoins de grands clients comme la SOCOCIM.

En plus de ce champ, deux projets pétroliers et gaziers sont sur le point d'entrer dans leurs phases de développement. Il s'agit de Sangomar (SNE) et Grand Tortue-Ahmeyim (GTA).

La figure ci-dessous illustre les emplacements actuels des ressources pétrolières et gazières du Sénégal.



Figure 1 : vue des champs pétroliers et gaziers du Sénégal

▪ Sangomar

Sangomar (SNE), situé à environ 80 km au Sud-Est de Dakar, renferme environ 2,5 trillions de pieds cubes (TCF) ; soit environ 440 millions de barils équivalent pétrole, de gaz naturel associé et non-associé.

Sur demande du Gouvernement sénégalais, l'opérateur s'engage à démarrer la production commerciale du gaz naturel dès 2023/24. Ce gaz sera exclusivement destiné au marché local et, plus spécifiquement, à SENELEC, en substitution à plus de 50% des produits pétroliers (fioul/gasoil) actuellement utilisés.

En effet, la production journalière de gaz pourra, selon les accords à établir avec SENELEC, s'établir entre 60 et 100 millions de pieds cubes jour (mmscf/d) ; soit l'équivalent des besoins en combustibles d'une puissance électrique de 350 et 590 MW.

La **décision finale d'investissement de la phase 1** de ce projet est attendue pour la mi-2019.

▪ **Grand Tortue Ahmeyim (GTA)**

Le champ frontalier Grand Tortue Ahmeyim (GTA), situé à environ 120 km des côtes de Saint-Louis, renferme environ 20 TCF de gaz sec ; soit 3,5 milliards de barils équivalent pétrole.

Le développement de ce champ prévoit, dès le début de la production commerciale envisagée en 2022/23, une quantité de 35 mmscf/d de gaz naturel pour chacun des deux pays ; soit environ les besoins d'une centrale d'environ 250 MW par pays.

La première application du gaz du champ GTA sera la génération électrique dès 2022. Ensuite, le gaz servira de moteur au développement de l'industrie chimique et pétrochimique maximisant les synergies avec les atouts du Sénégal (phosphates, agriculture, besoins en plastiques et produits manufacturés du marché local et régional etc.).

La **décision finale d'investissement de la phase 1** de ce projet est attendue d'ici la fin de l'année 2018.

Le statut et le rythme de développement actuel de ces deux projets confortent l'Etat dans l'idée que le gaz local constitue le seul pilier, techniquement solide et économiquement justifiable, pour développer la stratégie « *gas to power* » pour le Sénégal. Les compagnies sont continuellement sensibilisées sur ce point et le Ministère veille à ce que les besoins du marché local soient toujours pris en compte dans la conception et le développement des projets en cours.

Les premières estimations montrent, en effet, que le gaz local pourrait être disponible à un prix maximum autour de 5 à 6 \$/MMBTU pour SENELEC ; soit une économie substantielle d'au moins 50% sur le coût de génération électrique.

3. Infrastructures de réception et de transport du gaz

Les infrastructures à mettre en place vise à assurer l'acheminement du gaz naturel des sources (champs) vers les différents points de consommation (centrales électriques, cimenteries, mines, etc.). Elles incluent les stations de comptage, celles de compression ainsi que le réseau de pipelines.

Il s'agit d'un segment à forte économie d'échelle. Il est envisagé comme un monopole naturel. La société opératrice du segment, à capitaux privés majoritaires, sera sous le contrôle stricte de l'Autorité de régulation.

Le développement du réseau global, d'environ 427 km et d'un coût estimatif de 180 milliards de FCFA, est envisagé par segments dont le séquençage sera optimisé en fonction, d'une part, des dates d'arrivée du gaz et, d'autre part, de la progression des programmes de conversion des centrales existantes.

Segment 1 – Réseau Nord : Ce segment sera constitué de deux sous-segments :

- Un sous-segment offshore d'environ 20 km connectant, **dès 2022**, le champ GTA à une centrale électrique à mettre en place autour de Saint-Louis.
- **Dès 2024, ce sous-segment devra être prolongé par un second en onshore** d'une longueur d'environ 140 km pour le connecter à la centrale de Tobène Power.

Segment 2 – Réseau Dakar : Ce segment constitue le cœur de la stratégie car il permet l'alimentation en gaz des principales centrales électriques existantes du Sénégal.

Sa mise en opération devra intervenir au plus tard en 2023 pour le transport du gaz venant de SNE (disponible à partir de 2023/24) aux différentes centrales électriques autour de Dakar. Il connectera ces dernières au champ SNE avec un réseau de pipeline d'environ 157 km reliant les centrales de Cap des Biches, Sendou, Bel Air, Tobène et Malicounda.

Segment 3 – Réseau Sud : En parallèle à la construction du réseau autour de Dakar, ce segment devra être mis en œuvre pour raccorder, **avant 2023**, la centrale de Kahone (via Malicounda) au segment 2, soit un pipeline d'environ 120 km.

La figure 2, ci-après, illustre le tracé du réseau de gazoduc correspondant au réseau final (cumul des segments 1 et 2 ci-dessus).

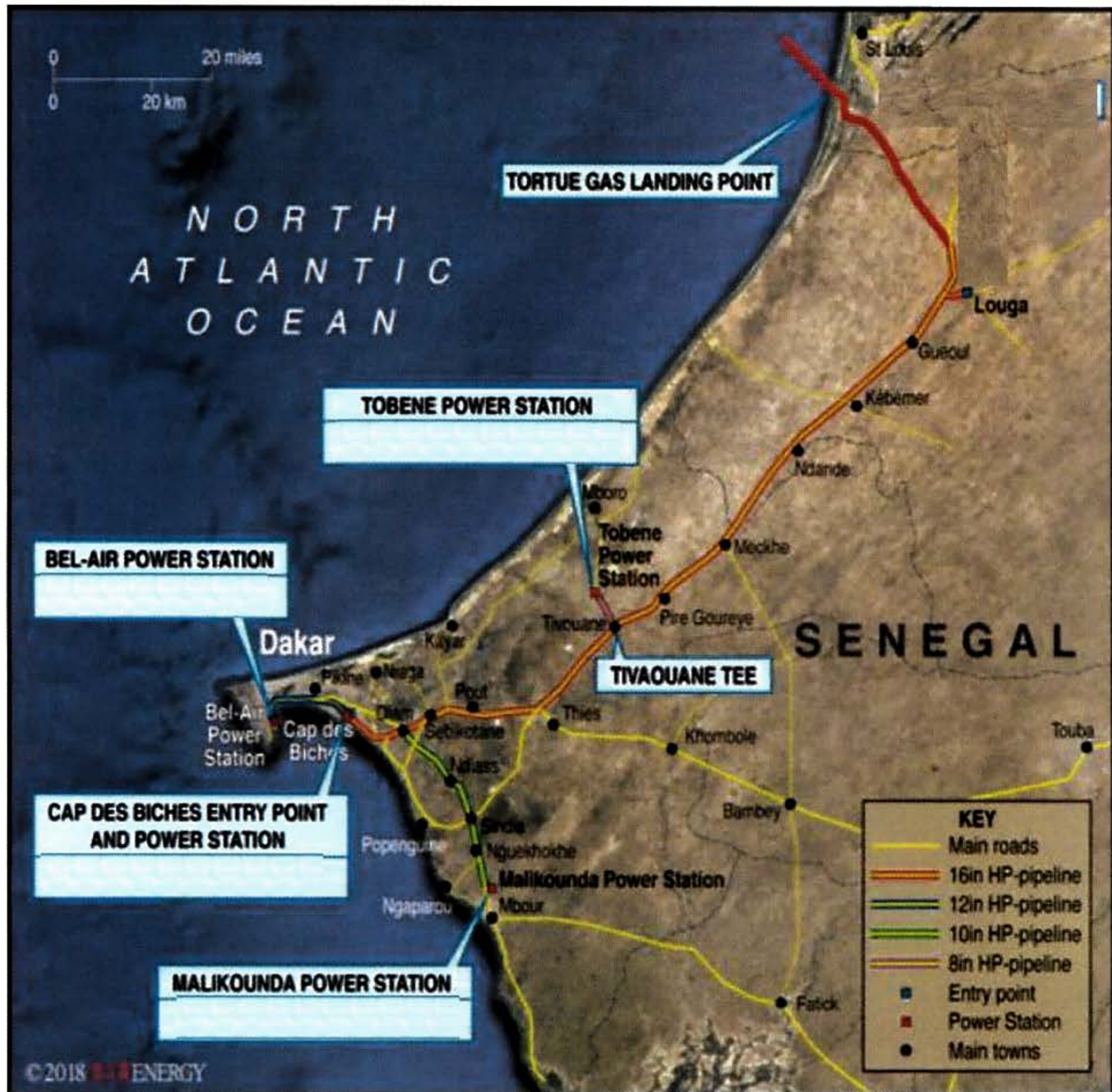


Figure 2: Schéma du réseau de pipelines projeté (Source : Etude MJM, financée par IFC)

Ce phasage devra être coordonné avec le planning de conversion des centrales existantes ainsi que celui de construction de nouvelles centrales au gaz naturel.

4. Production électrique

▪ Centrales existantes

La capacité de production convertible au gaz est estimée, selon les études et les scénarii envisagés, entre 400 MW (étude WSP (MCC) - 2018) et 530 MW (étude Power Africa (USAID – 2018)). La différence principale entre les deux études réside dans l'appréciation économique de la convertibilité des unités de Kahone 2, Cap des Biches C4 et Bel air C6. Une analyse plus détaillée est nécessaire pour celles-ci.

En tenant compte des contraintes de satisfaction de la demande et de l'optimisation de ses travaux pendant les maintenances majeures des moteurs, SENELEC a établi le planning suivant qui s'étend sur la période 2019 à 2020 pour une opérationnalité dès 2021.

		j-19	f-19	m-19	a-19	m-19	j-19	j-19	a-19	s-19	o-19	n-19	d-19	j-20	f-20	m-20	a-20	m-20	j-20	j-20	a-20	s-20	o-20	n-20	d-20
Bel Air	Turbines 1 à 6																								
Cap de Biches	Turbines 1 à 2																								
Kahone	Turbines 1 à 6																								

Source : SENELEC, Octobre 2018

Le besoin en investissement pour la conversion des moteurs de SENELEC en dual fuel est estimé à environ 40,9 milliards Francs CFA (61 millions USD) par l'étude Wartsila financée par Power Africa. Des discussions avec la Banque mondiale pour le financement de ces opérations de conversions sont en cours.

Les centrales convertibles, situées dans la zone de Dakar, pourront être alimentées par le gaz du champ de Sangomar dès 2023/24.

▪ **Nouvelles centrales**

Dans sa stratégie consistant à devenir un véritable hub industriel et énergétique, l'Etat prévoit la construction de nouvelles centrales au cycle combiné fonctionnant au gaz naturel (CCGT). Dans un premier temps, une première centrale, alimentée par le gaz naturel de GTA pourra être implantée vers Saint-Louis avec une mise en service dès 2022/23. L'idéal économique pour le Sénégal et la Mauritanie serait de construire une centrale commune d'environ 500 MW, alimentée par le gaz destiné aux deux marchés locaux (70 mmscf/d pour la phase 1).

Toute une zone « énergétique » pourra être réservée pour abriter :

- d'autres modules de cycles combinés pour consommer le gaz pour les marchés domestiques des phases 2 et 3 du projet ;
- une centrale de 1000 MW qui pourraient notamment assurer la fourniture en électricité des équipements de production pétrolières des phases 2 et 3.

A travers plusieurs mesures déjà prises et en cours de mise en œuvre pour assainir la santé financière de SENELEC, le Gouvernement veille à faciliter l'obtention des ressources financières nécessaires pour cette opération dans les meilleurs délais, tout en anticipant sur les travaux d'amélioration du réseau de transmission et de distribution (voir chapitre suivant).

Des négociations avec les IPPs sont également initiées pour définir les modalités et le planning des conversions de leurs centrales en dual fuel.

5. Transmission et distribution électrique

Même si ce segment ne concerne pas spécifiquement la stratégie « *gas to power* », il convient de s'assurer de la disponibilité d'un réseau de transport et de distribution moderne capable d'évacuer toute la production vers les centres de consommations.

En prenant en compte à la fois l'évolution de la demande en électricité, mais aussi les ambitions d'électrification de toutes les zones urbaines, péri-urbaines et rurales, le Gouvernement travaille avec SENELEC pour étendre le réseau électrique moyenne tension (MT), basse tension (BT) et le rendre plus fiable.

C'est dans ce but qu'il est prévu d'y consacrer environ 400 M\$ du Compact 2 accordé au Sénégal sur la période 2019-2024.



Conclusion

Le Sénégal est engagé dans une dynamique durable visant à introduire significativement le gaz naturel dans son mix énergétique à court et moyen terme. Cette volonté, renforcée par les importantes ressources d'hydrocarbures découvertes sur le territoire national, devra d'abord se traduire par un basculement de la production électrique nationale du fioul lourd vers le gaz naturel.

Afin de bénéficier des nombreuses externalités positives associées à cette stratégie, notamment en termes de coûts et d'impacts environnementaux moindres que ceux des produits pétroliers, le pays, à travers ses autorités compétentes, a identifié les différentes mesures nécessaires à la définition et à la mise en œuvre d'un cadre légal, réglementaire et institutionnel propice au développement de ce nouveau secteur gazier dans l'économie sénégalaise.

Les initiatives déjà entreprises, à travers les études et réflexions menées, vont se poursuivre pour, d'une part, étoffer les concepts envisagés et d'autre part, entreprendre les réformes et les organisations appropriées.

Ce processus, qui se veut inclusif, s'appuiera non seulement sur les organismes publics et privés déjà présents dans le secteur énergétique sénégalais mais aussi s'ouvrira à toute expertise nationale et internationale pertinente et motivée pour accompagner le Sénégal dans cette stratégie « *gas to power* ».

Celle-ci permettra d'augmenter la capacité de production installée de 1141 MW actuellement à environ 1734 MW en 2024 soit une progression de 52% pendant la période (+600 MW). Aussi, durant la période, la part des énergies renouvelables passe de 22% actuellement à 23,6% et le charbon ainsi que les produits pétroliers vont être supprimés du mix énergétique.

Dès à présent, les équipes du Ministère, de PETROSEN et de SENELEC s'attèlent à :

- s'attacher rapidement les services d'un cabinet juridique spécialisé pour l'élaboration des textes juridiques et réglementaires nécessaires ;
- continuer le travail avec les opérateurs pétroliers pour la prise en compte des besoins urgents du marché local en gaz naturel ;
- mettre en œuvre les réformes et réorganisations nécessaires, notamment la filialisation de SENELEC ;
- développer les projets de transports conçus dans le cadre du MCC-Compact 2.



Toutes ces actions s'intègrent dans le grand projet de développement pétrolier et gazier du Sénégal dont le volet électrique restera sans nul doute le socle, notamment dans la perspective de la constitution d'une ville énergétique et industrielle entre Dakar et Saint-Louis.

Enfin, des discussions de haut niveau avec la République islamique sœur de Mauritanie sont entreprises pour envisager les possibilités de coopération énergétique et économique dans les années à venir.

Annexe 1 : Diagramme de Gantt envisagé pour la mise en place du cadre juridique et réglementaire

