

Elaboration d'un plan directeur pour le développement du secteur pétrolier et gazier au Sénégal

Rapport intermédiaire

31 août 2021

Confidentiel

QED, PwC Advisory,
CHANNOIL, SLR



Contents

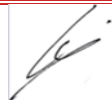
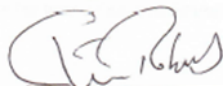
2. Phase II: Évaluation Des Projets	5
2.1. Introduction et Objectifs de la Phase II	5
2.2. Phase II Résumé	5
2.2.1. Gazier	5
2.2.2. Pétrolier.....	7
2.2.3. Réformes juridiques, réglementaires, fiscales et institutionnelles nécessaires	8
2.2.4. Phase II Hypothèses	9
2.2.4.1. Gazier	9
2.2.4.2. Pétrolier	11
2.3. Identification et évaluation des projets – Gaz	15
2.3.1. Production d'électricité à partir de gaz	15
2.3.1.1. Description du projet	15
2.3.1.2. Le volume de ressource gazière nécessite.....	17
2.3.1.3. Les analyses économiques et financières réalistes	21
2.3.1.4. Exigences en matière d'infrastructure	26
2.3.1.5. Les retombées et implications pour le Sénégal	27
2.3.2. Projets Industriels (Miniers inclus).....	30
2.3.2.1. Description du projet	30
2.3.2.2. Le volume de ressource gazière nécessite	31
2.3.2.3. Les analyses économiques et financières réalistes	39
2.3.2.4. Exigences en matière d'infrastructure.....	40
2.3.2.5. Les retombées et implications pour le Sénégal.....	40
2.3.3. Projets d'engrais et pétrochimie (la production de méthanol et d'ammoniac).....	43
2.3.3.1. Description du projet	43
2.3.3.2. Le volume de ressource gazière nécessite	44
2.3.3.3. Les analyses économiques et financières réalistes	46
2.3.3.4. Exigences en matière d'infrastructure.....	49
2.3.3.5. Les retombées et implications pour le Sénégal.....	49
2.3.4. Projets potentiels d'utilisation du gaz pour le secteur des transports	52
2.3.4.1. Description du projet	52
2.3.4.2. Le volume de ressource gazière nécessite	52
2.3.4.3. Les analyses économiques et financières réalistes	57
2.3.4.4. Exigences en matière d'infrastructure.....	57
2.3.4.5. Les retombées et implications pour le Sénégal.....	58
2.3.5. Exportations de gaz (gaz restant pour l'exportation par pipeline vers les pays voisins)	59
2.3.5.1. Description du projet	59
2.3.5.2. Les analyses économiques et financières réalistes	59
2.3.5.3. Les retombées et implications pour le Sénégal.....	61
2.3.6. Exportations de gaz (gaz restant pour l'exportation par pipeline vers autres pays)	62
2.3.6.1. Description du projet	62
2.3.6.2. Le volume de ressource gazière nécessite	62

2.3.6.3. Les analyses économiques et financières réalistes	62
2.3.6.4. Les retombées et implications pour le Sénégal	63
2.3.7. Exportations de gaz (gaz restant pour l'exportation par LNG)	65
2.3.7.1. Description du projet	65
2.3.7.2. Le volume de ressource gazière nécessite	67
2.3.7.3. Les analyses économiques et financières réalistes	67
2.3.7.4. Les retombées et implications pour le Sénégal	69
2.3.7.5. Avitaillement de GNL (LNG Bunkering)	71
2.3.8. Gaz Infrastructures à mettre en place	73
2.3.8.1. Réseau de gaz	73
2.3.8.2. Coût de l'approvisionnement en gaz et volumes sur les réseaux	76
2.3.8.3. Fourniture aux clients connectés au réseau de pipelines	79
2.3.8.4. Fourniture aux clients non connectés au réseau de pipelines	80
2.3.9. Gaz Summary Results	83
2.3.9.1. Cost-Plus Analysis	83
2.3.9.2. Analyse Netback	83
2.4. Identification et évaluation des projets - Pétrole brut et GPL	84
2.4.1. Exploitation continue de La raffinerie existante de S.A.R.	84
2.4.1.1. Description du projet	84
2.4.1.2. Le volume de ressource pétrolière nécessite	84
2.4.1.3. Les analyses économiques et financières réalistes	85
2.4.1.4. Les retombées et implications pour le Sénégal	87
2.4.2. Nouvelle raffinerie en dehors de Dakar	92
2.4.2.1. Description du projet	92
2.4.2.2. Le volume de ressource pétrolière nécessite	94
2.4.2.3. Les analyses économiques et financières réalistes	96
2.4.2.4. Les retombées et implications pour le Sénégal	100
2.4.3. Grand Terminal d'importation pour remplacer la raffinerie	103
2.4.3.1. Description du projet	103
2.4.3.2. Le volume de ressource pétrolière nécessite	105
2.4.3.3. Les analyses économiques et financières réalistes	105
2.4.3.4. Les retombées et implications pour le Sénégal	107
2.4.4. Pétrochimique	110
2.4.4.1. Description du projet	110
2.4.4.2. Le volume de ressource pétrolière nécessite	113
2.4.4.3. Les analyses économiques et financières réalistes	114
2.4.4.4. Les retombées et implications pour le Sénégal	116
2.4.5. Plus loin développer l'utilisation du GPL	122
2.4.5.1. Description du projet	122
2.4.5.2. Le volume de ressource pétrolière nécessite	123
2.4.5.3. Les analyses économiques et financières réalistes	123
2.4.5.4. Exigences en matière d'infrastructure	123
2.4.5.5. Les retombées et implications pour le Sénégal	124
2.4.6. Pétrole infrastructures à mettre en place	126
2.4.6.1. Potentielle de demande régionale	126

2.4.6.2. Comparaison oléoduc, rail et transport routier	127
2.4.6.3. Dépôts intérieurs (si l'approvisionnement par train ou pipeline)	127
2.4.6.4. Résumé.....	129
2.5. Analyses des cadres réglementaires et propositions d'amélioration	131
2.5.1. Upstream gazier et pétrolier	131
2.5.2. Midstream et downstream pétrolier	132
2.5.3. Midstream gazier	136
2.5.4. Régulation	138
2.5.5. GPL	140
2.6. Principaux aspects environnementaux et sociaux	142
2.6.1. Analyse E&S comparative.....	142
2.6.1.1. Analyse E&S comparative avec les pays producteurs de pétrole et du gaz	142
2.6.1.2. Commentaires sur l'analyse comparative	148
2.6.2. Enseignements tirés de la gestion E&S à l'échelle régionale	149
2.6.2.1. Problématiques clés liées à l'environnement régional	149
2.6.2.2. Implications pour le développement du secteur pétrolier et gazier	149
2.6.3. Problématiques E&S associées au développement d'infrastructures pétrolières et gazières... ..	150
2.6.4. Directives de bonnes pratiques.....	153
2.6.5. Objectifs de développement durable	157
2.7. Appendix A - Agenda Protection Environnement	163
2.7.1. Les bio carburants	164
2.7.2. Véhicules Électriques (VE)	169
2.8. Appendix C – Benchmark nationaux similaires pour le pétrole et le gaz	177
2.8.1. Gazier	177
2.8.1.1. Trinité-et-Tobago	177
2.8.1.2. Algérie	180
2.8.1.3. Qatar	183
2.8.2. Pétrolier	186
2.8.2.1. Royaume-Uni.....	186
2.8.2.2. Nigéria	189
2.8.2.3. Malaisie.....	192

Disclaimer

Ce Rapport a été préparé par le Groupement constitué de QED, PWC, Channoil et SLR pour l'usage exclusif de son client selon les conditions du contrat signé et est soumis à la clause de confidentialité dans le contrat et à l'engagement de confidentialité établi par chaque membre du groupement. Toute information communiquée au Groupement par son client a été utilisée uniquement pour la réalisation des services prévus au contrat.

Préparé par :		
Nom	Position	Signature
Carlos Barberan	Chef de projet	
Steve Roberts	Expert de l'aval du secteur pétrolier et gazier	
Philippe Bozier	Expert en économie de l'énergie et du gaz	
Nicholas Bukowski	Expert en Sauvegarde Environnementale	

Approuvé pour le compte du GES-PETROGAZ		
Nom	Position	Signature
Mahanta GUEYE	Conseillers techniques	
Papa samba BA	Conseillers techniques	

2. Phase II: Évaluation Des Projets

2.1. Introduction et Objectifs de la Phase II

La Phase I a fourni une évaluation détaillée de : l'offre et la demande actuelles de pétrole et de gaz au Sénégal ; les principaux acteurs du secteur pétrolier et gazier du pays ; la politique pétrolière et gazière actuelle, la réglementation et la tarification en vigueur ; les plans actuels de développement des infrastructures ; et l'état actuel des facteurs environnementaux et sociaux à prendre en considération.

Dans la phase II, nous nous appuyons sur les conclusions de la phase I pour fournir une description et une analyse détaillées de la faisabilité de divers projets pétroliers et gaziers potentiels, de leur ampleur (induite par la demande) et des besoins d'approvisionnement en pétrole et en gaz jusqu'en 2050, de la politique, des réglementations et considérations environnementales et sociales.

Pour le gaz, nous avons évalué les besoins présents et futurs en gaz dans l'électricité, l'industrie (y compris les mines), les transports, les besoins en infrastructures de ces secteurs, ainsi que les exportations de gaz et de GNL aux niveaux régional et international. Pour le pétrole, notre évaluation s'est concentrée sur les options de poursuite et de modernisation de la raffinerie SAR, le développement d'une nouvelle raffinerie ou le développement d'un nouveau centre d'importation, le besoin de nouveaux pipelines et installations de stockage intérieurs et la poursuite de la promotion du GPL.

Cela a été fait pour chaque option de projet pétrolier et gazier sur une base autonome afin de bien comprendre et évaluer la description du projet, les besoins d'approvisionnement en pétrole/gaz, l'économie et les prix, les besoins en infrastructures et les avantages et implications pour le Sénégal. Nous avons également évalué séparément les impacts environnementaux et sociaux entourant ces projets ainsi que les changements ou développements nécessaires aux politiques et réglementations existantes pour assurer le développement réussi de ces projets et du secteur pétrolier et gazier au Sénégal.

Dans la prochaine phase, la phase III, qui s'achèvera d'ici la mi-septembre 2021, nous nous concentrerons sur les meilleures options de projets pétroliers et gaziers à poursuivre pour le Sénégal et fournirons plus de détails sur la manière dont elles peuvent être réalisées. Nous résumerons l'évaluation de la phase II en décrivant les avantages et les inconvénients et l'analyse SWOT pour chacun des projets. Nous entreprendrons une analyse plus détaillée des principes commerciaux et opérationnels, des accords clés tout au long de la chaîne, des principaux risques et atténuation des risques, des synergies avec d'autres projets, des rôles des différents acteurs, des considérations de financement et de partenariat ainsi que l'évaluation des coûts des projets. Nous revisiterons les différents scénarios du Master Plan et évaluerons les options stratégiques pour le développement des meilleurs projets. Nous fournirons plus de détails sur les exigences réglementaires et les prochaines étapes. Nous évaluerons les options pour développer des « villes énergétiques » au Sénégal. Pour les aspects environnementaux et sociaux, nous intégrerons les conclusions d'une visite au Sénégal sur les projets pétroliers et gaziers existants et prévus. Dans la phase IV, nous présenterons une feuille de route détaillée avec son plan de mise en œuvre, qui devrait également être achevé d'ici la fin Septembre 2021.

2.2. Phase II Résumé

2.2.1. Gazier

Gas to power – Il existe une forte incitation économique à passer de la production au HFO à la production au gaz. À mesure que les volumes de gaz dans le réseau augmenteront, le coût et le prix de l'électricité chuteront avec une future production au gaz (conversion des centrales existantes et nouvelles centrales) susceptible d'être d'environ 70-100 \$ / MWh. Le Sénégal a besoin de nouvelles capacités électriques et d'ici 2040, la capacité de production au gaz du Sénégal pourrait être d'environ 3 000 MW avec une demande centrée sur les zones côtières. Le développement de la production d'électricité au gaz soutiendra l'expansion de l'économie sénégalaise et, au fil du temps, des opportunités d'exportation d'électricité pourraient s'ouvrir. La réalisation du potentiel de production d'électricité au gaz nécessitera des investissements et une expansion des réseaux de transport d'électricité et de gaz. Pour faciliter la mise en œuvre, il est essentiel que les investisseurs gaziers, les développeurs d'IPP et les développeurs d'infrastructures aient une vision claire sur les structures réglementaires régissant les secteurs. Cela inclura les questions juridiques et fiscales, la clarté sur les restrictions sur les personnes pouvant assumer différents rôles au sein du secteur (par exemple, un producteur peut-il également fournir des clients finaux).

Industrie (y compris l'exploitation minière) – Les industriels et les miniers devraient passer au gaz une fois qu'il sera disponible, compte tenu des avantages économiques et environnementaux. Le gaz sera compétitif par rapport aux produits pétroliers, principalement le HFO et le diesel, dont le secteur industriel dépend actuellement pour le chauffage. Dans le secteur minier, il existe une opportunité pour le gaz de remplacer principalement le mazout dans la production d'électricité sur site. Cependant, il est important de

noter que la plupart des clients industriels ne représenteront pas une demande de gaz suffisante pour pouvoir assumer un rôle de charge d'ancrage. Par conséquent, les clients industriels devront être à portée raisonnable, idéalement, d'un réseau de distribution à basse pression ou d'un pipeline à haute pression (s'il existe dans la même zone des clients dont les besoins peuvent être regroupés) qui ont été développés pour desservir de gros clients tels qu'une centrale électrique. Il sera essentiel d'établir un approvisionnement sûr avant que les clients industriels puissent commencer à utiliser massivement le gaz. Une fois passé au gaz naturel, la flexibilité en matière de sources d'approvisionnement diminue et aucune alternative n'existe en cas de rupture de l'approvisionnement en gaz. La livraison de gaz provenant de multiples sources d'approvisionnement sur le marché via le réseau de transport offrira une forte diversité d'approvisionnement.

Production et exportation d'ammoniac et de méthanol – Pour qu'une nouvelle usine d'ammoniac ou de méthanol soit compétitive par rapport aux fournisseurs mondiaux et plus particulièrement à Trinidad, qui se trouve dans la même région du bassin atlantique, elle devrait être suffisamment grande pour bénéficier d'économies d'échelle. Les projets envisagés dans d'autres pays sont à l'échelle mondiale pour la plupart supérieurs à 1 mpta (2700 t/jour). Certains ont dû être planifiés encore plus grands pour bénéficier davantage d'économies d'échelle. Cela se compare aux importations actuelles du Sénégal de 20 000 tonnes d'ammoniac anhydre et d'environ 10 000 tonnes de méthanol, soit 1 à 2 % de la production d'un grand projet. Sans production à l'échelle mondiale, il serait probablement moins cher pour le Sénégal de continuer à importer de l'ammoniac et du méthanol. Obtenir un financement pour un projet majeur axé sur l'exportation d'ammoniac ou de méthanol peut s'avérer difficile, en particulier avec des projets plus écologiques d'ammoniac et de méthanol actuellement envisagés. En outre, les prix de l'ammoniac et du méthanol sont volatiles et susceptibles d'être déprimés compte tenu de l'offre considérable à venir sur les principaux marchés de consommation. Si un projet devait garantir un prix du gaz très bas en dessous de 3 \$/MMBtu ou même 2 \$/MMBtu, alors le risque de prix du marché est quelque peu réduit. Cependant, une décision stratégique devrait être prise pour vendre du gaz à ce prix, alors que des prix élevés peuvent être atteints pour une autre option de monétisation. Il est peu probable que cette décision stratégique soit déterminée par l'utilisation locale ou régionale des produits car la demande est bien inférieure à la capacité d'un projet à l'échelle mondiale.

Utilisation du gaz comme carburant routier dans le secteur des transports – Le gaz a de bonnes perspectives d'utilisation comme carburant dans le transport routier. Les carburants les plus couramment utilisés dans le secteur des transports sont l'essence et le diesel et tous deux sont beaucoup plus chers que le gaz. En termes d'économie de carburant, les véhicules au CNG et au diesel ont à peu près la même consommation de carburant en termes de mile par gallon. Par conséquent, la principale économie serait sur le coût du carburant. Cependant, même dans un scénario élevé, le gaz ne devrait pas remplacer l'essence ou le diesel comme carburants de transport, car le passage au gaz nécessiterait de changer de véhicule. Il en va de même pour les véhicules électriques, qui devraient également prendre des parts de marché à l'essence et au diesel après 2030. Par conséquent, malgré les avantages économiques du gaz comme carburant dans le transport routier, la demande absolue ne sera pas élevée. Bien que de nouvelles stations de ravitaillement séparées ne soient pas forcément nécessaires, les stations existantes seront nécessaires pour construire l'infrastructure requise pour soutenir le ravitaillement en gaz. Pour les détaillants, l'investissement doit généralement être soutenu par la certitude que la demande de gaz en tant que carburant atteindra des niveaux suffisants pour rentabiliser l'investissement à court terme. Dans les pays qui ont connu une forte utilisation du gaz dans le transport routier, cela est généralement dû à une politique gouvernementale forte et à un soutien pour l'infrastructure et les véhicules requis.

Exportations de gaz par gazoduc – Les opportunités d'exportation par canalisation vers les pays voisins sont limitées, principalement car la demande d'électricité dans ces pays est faible, ce qui signifie que les volumes de gaz fournis seront faibles et donc les coûts marginaux de transport trop élevés. Pour rendre le transport du gaz économiquement acceptable, il faudrait installer dans les pays clients une nouvelle centrale électrique de 1000 MW près de la frontière avec le Sénégal. Pour le Mali et la Guinée, cela représente plus du double de la capacité installée totale actuelle. Le développement et l'exploitation d'un pipeline d'exportation longue distance tel que celui prévu du Nigeria au Maroc, bien que potentiellement réalisable sur le plan économique, se heurtent à des défis considérables en matière de sécurité, de politique et de développement. Compte tenu des coûts estimés (> 15 milliards de dollars), il faudra probablement au moins 20 à 30 bcm/an de débit pour être compétitif par rapport aux autres options d'approvisionnement en gaz. Un volume de 20-30 bcm/an est susceptible d'être beaucoup plus que la demande combinée des pays le long du gazoduc, ce qui signifie que la connexion aux plus grands marchés du gaz en Europe sera essentielle. Des détails plus concrets sur le projet sont nécessaires pour que cette option soit sérieusement envisagée par le Sénégal.

Exportations de gaz par GNL – Le Sénégal disposera probablement de ressources en gaz suffisantes pour soutenir une importante installation d'exportation onshore (8-10 mtpa) en plus du projet GTA LNG. Être en mesure de conclure des contrats d'enlèvement à long terme avec des acheteurs sera la clé du développement et du financement d'un autre projet au Sénégal comme cela a été le cas pour GTA. Il existe

un nombre considérable de grands projets d'exportation de GNL en cours de développement et de planification, y compris ceux aux États-Unis et d'autres expansions au Qatar. Les projets d'exportation de GNL américain s'approvisionneraient en gaz au prix du marché sur le marché américain qui est très liquide. Avec des prix du marché du gaz à des niveaux similaires aux coûts de production de gaz dans d'autres pays avec des projets de GNL prévus (< 3 \$/MMBtu), mais avec des coûts de production moins élevés, les États-Unis sont devenus un exportateur majeur de GNL à moindre coût. Cependant, les prix du marché du gaz américain sont déterminés par les fondamentaux de l'offre et de la demande de gaz aux États-Unis et il existe un risque que les prix du gaz américain augmentent. Dans tous les cas, étant donné l'importance des ressources gazières au Sénégal, et la relative facilité de développement d'un terminal GNL terrestre (en dehors du besoin d'import de main-d'œuvre spécialisée), nous pensons qu'un projet onshore au Sénégal pourrait être compétitif avec de nouveaux projets GNL aux USA, en particulier si le prix du gaz aux USA repasse au-dessus de 4\$/MMBtu.

Infrastructures gazières à mettre en place – Des investissements importants seront nécessaires dans les infrastructures de transport et de distribution du Sénégal pour permettre la fourniture de gaz aux secteurs électrique et industriel. Les infrastructures de gazoduc seront principalement développées autour de Dakar et ses environs jusqu'à Mboro et Malicounda où de nouvelles centrales électriques pourront être mises en service via trois principaux réseaux régionaux de transport de gaz. Il existe une certaine incertitude quant au moment où les différents réseaux de gaz devraient être développés et pour quelle capacité ils devraient être planifiés en fonction du calendrier d'approvisionnement en gaz de Yakaar-Teranga et de Sangomar. Cependant, la connexion à l'alimentation de la RGT dans le Nord peut ne pas être nécessaire. Alors que les centrales électriques seront connectées directement au réseau de transport de gaz, les clients industriels varieront, les petits clients devant être alimentés via des réseaux de distribution à basse pression.

2.2.2. Pétrolier

Poursuite de l'exploitation de la raffinerie existante SAR - Les perspectives économiques des raffineries d'hydroskimming sont extrêmement mauvaises, avec des marges brutes moyennes de raffinerie calculées à l'aide des prix de parité des importations internationales prévus à moins 1,59 USD par baril sur Bonny Light, et environ 0,23 cents par baril de moins sur Sangomar brut. Cela est dû à la concurrence mondiale des complexes de raffinage pétrolier et pétrochimique les plus sophistiqués et à la contraction continue de la demande de combustibles fossiles dans le bassin de l'Atlantique Nord. Continuer à soutenir l'exploitation d'une ancienne raffinerie peu sophistiquée et relativement petite devrait devenir de plus en plus coûteux après 2025 alors que Senelec passe au gaz naturel, et le surplus de fioul qui en résulte doit être exporté ou transformé en bitume.

Nouvelle raffinerie à l'extérieur de Dakar - Une nouvelle raffinerie fournirait une infrastructure moderne qui sera probablement robuste, fiable et répondra aux dernières normes environnementales. Elle doit également être en mesure de produire des produits répondant aux dernières spécifications européennes. L'investissement dans une nouvelle raffinerie de distillation simple ou d'hydroskimming ne produira pas un retour sur investissement positif, ni ne générera une marge d'exploitation positive. En revanche, une raffinerie de craquage générera des marges de 5 à 5,5 \$/baril, cependant, le coût en capital élevé de ces installations entraîne un faible retour sur investissement. Compte tenu de l'évolution croissante vers la transition énergétique des combustibles fossiles, les perspectives économiques à long terme (au-delà de 2035) semblent très incertaines. Ceci est susceptible de préoccuper tout investisseur externe, tandis que l'environnement d'investissement devient de plus en plus hostile aux combustibles fossiles. Par conséquent, alors que l'économie d'exploitation peut être potentiellement solide, l'économie d'investissement est plus faible et à haut risque.

Grand terminal d'importation pour remplacer la raffinerie -- Un centre d'importation régional, au lieu d'une nouvelle raffinerie, est un investissement relativement peu risqué et flexible dans la chaîne d'approvisionnement qui a le potentiel d'améliorer considérablement les coûts d'approvisionnement en produits pétroliers du Sénégal. L'économie résultante est positive et donne un retour sur investissement de 8 ans, un rendement de 14% et une VAN fortement positive tout au long de la période d'investissement. Le modèle de hub est complémentaire à l'environnement concurrentiel émergent dans le raffinage et l'approvisionnement de l'Atlantique et de l'Afrique de l'Ouest. Le modèle de hub est probablement la meilleure opportunité pour le Sénégal de maximiser son avantage dans ce nouveau contexte concurrentiel ainsi que de minimiser les risques économiques futurs. L'option du hub ne créera que des emplois industriels supplémentaires limités, et si la raffinerie devait être fermée, il y aurait presque certainement une perte nette d'emplois. Cependant, le passage de la chaîne d'approvisionnement à un modèle de plaque tournante créera une économie plus ouverte et basée sur le commerce, où le Sénégal est considéré comme la plaque tournante des importations pour la région. Cette culture commerciale nouvellement établie est également susceptible d'attirer d'autres activités commerciales et industrielles légères et profitera également à l'économie grâce à la réduction du coût des combustibles fossiles.

Pétrochimie – Nous avons du mal à recommander au Sénégal d'entrer dans les matières premières dérivées du pétrole et la pétrochimie de spécialité. On voit mal comment une exploitation sénégalaise pourrait rivaliser sur la scène internationale avec les grands producteurs des USA et du Moyen-Orient. De plus, le Sénégal n'a pas accès à des matières premières à prix avantageux (LGN, éthane). Tout investissement pétrochimique au Sénégal devrait être lié à un investissement de raffinerie approprié, pour générer des matières premières appropriées, ce qui, comme indiqué ci-dessus, n'est pas optimal pour le Sénégal par rapport à une plaque tournante d'importation.

Développer davantage l'utilisation du GPL - La consommation de GPL au Sénégal est principalement concentrée dans la région de Dakar et Thiès qui représente près de 77% de la consommation totale. En dehors de ces zones, le taux de pénétration du GPL reste faible avec 9% en milieu urbain et 14% de GPL en milieu rural. Il est donc important pour le Sénégal de réfléchir à la manière de fournir plus de GPL de manière compétitive en dehors de Dakar et Thiès afin de réduire la quantité de bois de chauffage et de charbon de bois dans le pays, en commençant par les zones urbaines. Cela se produira de quatre manières : 1) Réduire le coût du GPL grâce à l'échelle de la logistique, de la distribution et des infrastructures ; 2) Fournir des options plus rentables et plus sûres telles que le remplissage centralisé des bouteilles ; 3) Augmenter le nombre de points de vente plus près des zones résidentielles et assurer des conditions de concurrence équitables pour encourager une concurrence loyale et faire baisser les prix ; 4) Réduire le coût de passage du charbon de bois ou du bois de chauffage au GPL pour les ménages à faible revenu.

Infrastructures pétrolières à mettre en place – A l'heure actuelle, les seuls terminaux de stockage pétroliers notables au Sénégal se trouvent dans la région de Dakar. Ceux-ci sont utilisés pour répondre à la demande de l'ensemble du Sénégal et des exportations vers le Mali et au-delà. Tout l'approvisionnement en produits pétroliers de Dakar vers le reste du pays est actuellement assuré par camion. Étant donné que la demande totale au Sénégal devrait doubler d'ici 2050, il est important d'examiner comment la logistique d'approvisionnement de l'intérieur du Sénégal et au-delà peut être desservie le plus efficacement possible grâce à de nouvelles options potentielles de stockage et d'approvisionnement par pipeline. Si un nouvel approvisionnement par pipeline ou par rail était développé, cela aurait l'avantage de pouvoir fournir des produits pétroliers à moindre coût à travers le pays et aux pays voisins par rapport au camionnage.

2.2.3. Réformes juridiques, réglementaires, fiscales et institutionnelles nécessaires

Pétrole intermédiaire et aval – Dans le cas du maintien/développement du raffinage local ; il serait utile d'envisager des mesures pour maximiser la concurrence, au moins sur les composantes de prix qui n'affectent pas la compétitivité de la raffinerie. En ce qui concerne une solution d'importation / hub, des mesures devraient être mises en place pour rendre les opérations des importateurs / exportateurs aussi fluides que possible. Les activités du pôle pourraient être exercées dans le cadre d'une zone spéciale de la « zone franche ». La mise en place d'infrastructures de transfert/stockage indépendantes des commerçants et offrant un accès ouvert et non discriminatoire aux acteurs intéressés serait conseillée.

Gaz intermédiaire – Le secteur gazier intermédiaire se caractérise par l'importance des investissements initiaux nécessaires dans les infrastructures qui nécessitent un cadre réglementaire garantissant visibilité et stabilité à long terme. Les plans en place semblent dans une large mesure permettre le développement réussi du secteur. Le Code Gazier publié en 2020 constitue la base de la législation primaire sur laquelle le secteur peut se développer. Cependant, le rôle des autorités est crucial dans le développement d'un nouveau secteur gazier, en fixant les règles dans lesquelles le secteur se développera et le bon environnement pour les investisseurs et les utilisateurs.

GPL – L'un des objectifs du plan de développement du secteur est de favoriser l'utilisation par les ménages de sources d'énergie efficaces et moins polluantes pour remplacer le bois et le charbon de bois. Le régime actuel semble adapté à une évolution des volumes, la perspective d'un approvisionnement local en GPL faisant également espérer une baisse significative des prix qui rendrait le GPL plus compétitif. Cependant, il sera difficile pour le GPL de concurrencer en termes de prix les autres sources d'énergie dans les zones rurales où l'utilisation du bois, généralement gratuite, domine. Les codes existants (gaz et pétrole) ne prévoient aucune mesure à cet égard. Il est indispensable que, parallèlement à toute mesure visant à développer l'utilisation du GPL, des contrôles soient mis en place afin de limiter la déforestation et l'utilisation du bois comme combustible.

Principaux aspects environnementaux et sociaux – L'analyse comparative de la performance environnementale et sociale du Sénégal avec les pays producteurs de pétrole et de gaz a été entreprise. Les évaluations ont montré que la prospérité économique permet aux nations d'investir dans des politiques et des programmes qui conduisent aux résultats souhaités en termes de performances environnementales et sociales. D'autres analyses comprenaient l'identification des leçons apprises de la gestion environnementale et sociale au niveau régional et les implications pour le développement du secteur pétrolier et gazier au Sénégal ; les questions environnementales et sociales et les mesures de gestion liées aux différents types d'installations du secteur pétrolier et gazier ; un aperçu des meilleures pratiques de l'industrie pour la

gestion environnementale et sociale des installations pétrolières et gazières ; et des actions recommandées pour l'industrie pétrolière et gazière afin d'atteindre les objectifs de développement durable définis par les Nations Unies. Une visite au Sénégal a été menée en juillet pour étudier plus en détail les aspects environnementaux et sociaux des projets existants et prévus. Un résumé est fourni en annexe de ce rapport et plus de détails seront fournis dans la phase III.

2.2.4. Phase II Hypothèses

2.2.4.1. Gazier

Coût de l'approvisionnement en gaz

Le coût d'approvisionnement du marché local en gaz est estimé à 4 \$/MMBtu au point d'entrée terrestre du réseau gazier local. Il ne s'agit que d'une hypothèse/scénario de haut niveau. Des prix plus élevés et plus bas (3-5 \$/MMBtu) sont également pris en compte.

Coûts du projet de production d'électricité au gaz

Les nouveaux CCGT ont un rendement thermique HHV d'environ 50-60% équivalent à un taux de chaleur de 6,0-7,2 MMBtu/MWh. C'est beaucoup plus efficace qu'une centrale électrique à cycle unique avec des rendements thermiques d'environ 35-45% HHV équivalent à un taux de chaleur de 8-10,2 MMBtu/MWh. Cela varie également si la centrale fonctionne à un facteur de charge ou de capacité moyen (40-60 % ou 3504-5256 heures par an) ou de base (60-90 % ou 5256-7884 heures par an). Pour le Sénégal, pour les centrales HFO converties, nous supposons une efficacité moyenne de 43% HHV et une utilisation de 50% HHV et pour les nouvelles centrales CCGT une efficacité moyenne de 50% et une utilisation de 80%. Cela signifierait qu'une centrale électrique de 120 MW (comme à Malicounda ou Bel-Air) nécessiterait environ 11 MMscfd et une nouvelle centrale électrique de 300 MW (comme au Cap des Biches ou à Cayar) nécessiterait 38 MMscfd.

Note : les hypothèses utilisées sont fondées sur les normes / hypothèses standards de l'industrie. Elles ont été confortées aux hypothèses de Senelec et sont conformes avec ces dernières. Pour les nouvelles centrales, Senelec prend l'hypothèse d'une efficacité moyenne de 50% d'une utilisation de 50%. Pour les centrales converties, ces taux ont de 53% et 55% respectivement (avec une utilisation plus faible pour les IPP).

Les coûts d'investissement (Capex) pour les nouvelles centrales au gaz sont supposés être d'environ 1,2 million de dollars par MW et les coûts d'exploitation (Opex) sont supposés être équivalents à 4,5% x Capex d'origine par an. Cela donne un Capex d'une nouvelle usine de 300 MW de 360 millions de dollars et un Opex de 16,2 millions de dollars / an. Le coût de conversion d'une centrale HFO existante au gaz naturel est estimé à 200 \$/kW pour les centrales plus récentes et à 300 \$/kW pour les centrales plus anciennes. Par contre certaines usines sont encore relativement nouvelles et n'ont peut-être pas entièrement remboursé leurs coûts d'investissement initiaux. Une hypothèse a donc été retenue sur la valeur amortie qui est supposée linéaire sur 15 ans. Ajouté au coût de conversion, cela donne un Capex actuel total pour l'usine. Les coûts d'exploitation (Opex) sont supposés être équivalents à 4,5% x Capex d'origine par an.

Figure 1 Hypothèses sur les coûts de centrales électriques nouvelles et existantes

Plant	MW	Start up	Original Cost \$m	Deprec'n (15yrs) \$m	Deprec'd Value \$m	Conversion Cost \$m	Total CAPEX \$m	Total OPEX \$m/yr
Nouvelles centrales	300	-	360	-	-	-	360	16.2
Centrales existantes								
Bel-Air C6	60	2006	72	72	0	12	12	3.2
Bel-Air C6	33	2013	39	21	18	7	25	1.8
Cap-des-Biches-C4	30	2003	36	36	0	9	9	1.6
CdB-Contour Global	88	2016	106	35	70	18	88	4.8
Malicounda-IPP	120	2021	144	0	144	24	168	6.5
Tobene-IPP	115	2016	138	46	92	23	115	6.2
Hypothèses	-		A=1.2xMW	B=15 years	C=A-B	D=\$200-300 x A/1000	E=C+D	F=Ax4.5%

Source: Consultant

Note : les hypothèses utilisées sont fondées sur les normes / hypothèses standards de l'industrie. Les coûts spécifiques pour chaque centrale peuvent varier. Les coûts de conversion de \$200-300/kW sont en ligne avec les estimations de Senelec.

Coûts des projets de gazoducs onshore

Le coût en capital d'un gazoduc est estimé à 1,1 million de dollars/km, y compris l'EPC et une estimation de 0,05 million de dollars/km pour le coût du terrain pour les droits de passage (comme supposé dans le rapport MJM). En termes d'Opex du pipeline, en règle générale, nous avons estimé que l'Opex annuel serait d'environ 2,5% du Capex total. Nous supposons également que 2 % de la totalité serait pour le gaz combustible et serait inclus dans les coûts de transport par gazoduc évalués au prix du gaz à l'emplacement du gazoduc.

Remarque : Les hypothèses utilisées par le Consultant sont fondées sur les normes/hypothèses générales de l'industrie. L'exercice détaillé de calcul des coûts ascendant constitue une partie importante des études de faisabilité entreprises par les consultants en ingénierie, spécifiques à un projet donné, et présente généralement des écarts de +40 %/-20 % par rapport aux estimations de coûts fournies. Pour ce plan directeur, nous avons supposé des estimations de coûts plus élevées que celles entreprises pour de telles études de faisabilité.

Autres hypothèses de coûts de projets

Les hypothèses de coûts pour la production et les exportations d'ammoniac/méthanol et de GNL ainsi que pour les principales exportations de gazoducs offshore sont détaillées dans les sections respectives. Un projet potentiel d'ammoniac ou de méthanol au Sénégal avec une production de 2 700 t/jour (environ 1 mtpa) est estimé à environ 1 milliard de dollars à développer avec un Opex de 50 \$/mt par an (5% du coût d'investissement total par an).

Un gazoduc potentiel d'exportation de gaz offshore comme vers le Maroc, le Capex pour le gazoduc est estimé à 2,5 millions de dollars par km et l'Opex est estimé à 2,5%xCapex par an. Pour les exportations de GNL, notre hypothèse de coût de base pour un projet de liquéfaction onshore à deux trains au Sénégal est de 1 250 \$/tpa. En supposant que chaque train est de 5 mtpa, cela donne une estimation du coût d'investissement total de l'usine de 12,5 milliards de dollars. Les coûts d'exploitation moyens sont estimés à environ 3,5% du coût d'investissement total par an.

Remarque : Les hypothèses utilisées par le Consultant sont fondées sur les normes/hypothèses générales de l'industrie. L'exercice détaillé de calcul des coûts ascendant constitue une partie importante des études de faisabilité entreprises par les consultants en ingénierie, spécifiques à un projet donné, et présente généralement des écarts de +40 %/-20 % par rapport aux estimations de coûts fournies. Pour ce plan directeur, nous avons supposé des estimations de coûts plus élevées que celles entreprises pour de telles études de faisabilité.

Coût de nivelé

Nous avons entrepris une analyse économique (actualisation des flux de trésorerie ou DCF (« discounted cashflow ») pour déterminer un tarif compétitif pour la production d'électricité, ammoniac/méthanol, GNL ou transport de gaz sur la base d'hypothèses relatives aux coûts (estimations CAPEX et OPEX discutées ci-dessus), au niveau d'endettement (avec une simple répartition des fonds propres, illustrée ci-dessous) et au chiffre d'affaires (frais de péage, capacité) et autres hypothèses financières / commerciales. Les coûts / tarifs unitaires sont déterminés en divisant le revenu annuel minimum requis pour couvrir les coûts d'investissement et d'exploitation (du modèle DCF) par l'énergie produite ou le volume de gaz transporté chaque année.

Figure 2 Hypothèses relatives aux coûts financiers

Hypothèse	Valeur
Partage équitable	30%
Rendement des capitaux propres	20%
Part de la dette	70%
Coût de la dette / intérêts	10%
Taux de couverture	1.43
Dépréciation	20 ans
Imposition	30%

Source: Consultant

Les résultats du chiffrage de gazoduc à travers le Sénégal sont présentés à la Section 2.3.8. Les résultats du chiffrage des centrales au gaz sont présentés en 2.3.1.

Prix du marché

Le marché du gaz au Sénégal en est encore aux premiers stades de développement et il n'y a pas de prix ou de référence établi sur le marché du gaz. Cependant, les prix du marché peuvent être déterminés par les alternatives actuelles au gaz. Ceux-ci incluent le HFO pour la production d'électricité, le diesel ou le HFO dans l'industrie et l'exploitation minière, le diesel ou l'essence dans le transport routier. Pour les

exportations, les prix internationaux du gaz, du GNL et des produits du gaz (ammoniac/méthanol) sont disponibles à des fins de comparaison. Des comparaisons sont faites dans les sections respectives avec les carburants alternatifs locaux et les prix du marché international.

Analyse Netback/Cost-Plus

L'analyse du revenu net comprend généralement un calcul à partir d'un prix de marché présumé, en soustrayant les coûts de production et de transport, afin de déterminer un prix maximum du gaz à la tête de puits. Cela serait ensuite comparé au coût de production pour comprendre l'économie du gisement de gaz pour différentes options de monétisation. Une analyse financière peut être entreprise pour évaluer les différentes options de monétisation en termes de revenus nets, de VAN, de TRI, etc. L'analyse du coût majoré fait différentes hypothèses pour les coûts de production de gaz, en supposant des taux de rendement pour le transport et le traitement du gaz (c. déterminer le prix minimum du gaz ou du produit gazier (électricité, GNL, CNG, ammoniac) qui serait fourni sur le marché. Pour la planification générale, L'analyse Cost-Plus nous permet d'estimer les coûts et surtout la tarification minimale du gaz et les tarifs à prendre en compte afin d'assurer un retour sur investissement tout au long de la chaîne gazière. L'analyse du coût majoré est discutée pour chaque option dans les sections ci-dessous.

L'analyse Netback serait importante pour évaluer dans quelle mesure l'approvisionnement en gaz est compétitif par rapport aux alternatives et, surtout, quelle politique de prix et autres doit être envisagée afin de garantir que le passage au gaz offre des avantages significatifs à long terme par rapport à d'autres carburants. Cependant, les revenus nets des prix du marché des carburants alternatifs seront probablement beaucoup plus élevés que le coût de production car 1) le gaz indigène devrait être beaucoup moins cher que les produits pétroliers et 2) le Sénégal a actuellement les prix du pétrole et de l'électricité les plus élevés d'Afrique. L'analyse du netback est également fournie dans la section 2.3.9.

2.2.4.2. Pétrolier

Modèle d'approvisionnement

Nous avons mis en œuvre un modèle de prix et de fret pour déterminer les routes commerciales les plus économiques pour fournir des produits à Dakar (ainsi que pour évaluer les coûts à Abidjan et Lagos). Le modèle, qui a été développé par Channoil, calcule les coûts débarqués par produit et taille de cargaison à partir de toutes les principales sources d'approvisionnement mondiales, en utilisant :

1. Données mensuelles sur les prix historiques des produits et le fret sur 5 ans pour toutes les principales sources d'approvisionnement mondiales (Europe, États-Unis, Moyen-Orient, Asie), dérivées des données d'Argus Media.
2. Les taux de fret sont des tarifs « Worldscale 2021 ».

Nous avons exécuté plusieurs itérations du modèle pour les principales qualités de produits pétroliers (essence, Jet, diesel et Fioul).

1. Essence en provenance d'Europe – Rotterdam ou méditerranée : l'essence est historiquement en excédent structurel en provenance d'Europe. Cette évolution devrait se poursuivre à moyen terme.
2. Gasoil du Moyen-Orient ou d'Europe : Le gasoil et d'autres qualités de distillat moyen sont excédentaires du Moyen-Orient.
3. HSFO de Med ou Houston : HSFO est importé en Asie de la plupart des autres régions, ce qui détermine également la valeur CIF à Dakar.

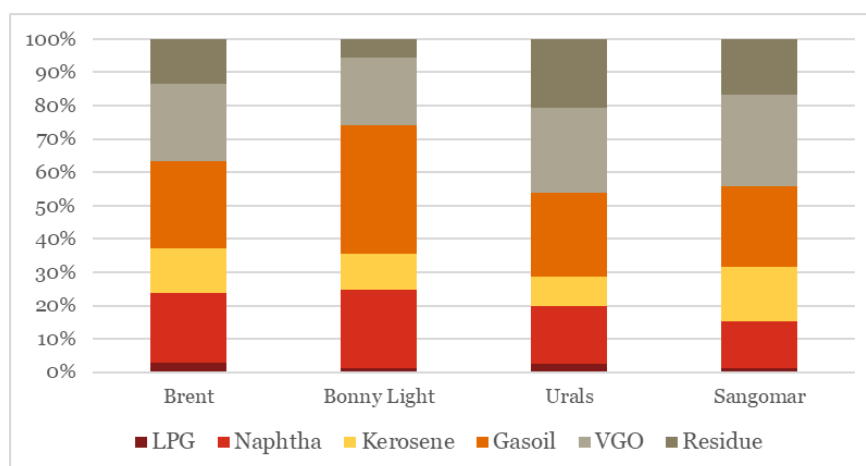
Modélisation des raffineries

Nous avons envisagé une éventuelle nouvelle raffinerie de 100 kb/j pour le Sénégal. Cela aurait une capacité suffisante pour répondre aux besoins du Sénégal jusqu'en 2050.

Valeur du brut Sangomar

Alors que le brut Sangomar ne semble pas particulièrement bien adapté au traitement de faible complexité – comme l'hydroskimming, son rendement semble être mieux adapté aux raffineries avec traitement secondaire (ou fissuration).

Étant donné que la capacité de raffinage inutilisée en Europe est en grande partie distillée, le prix au comptant du pétrole brut a généralement été basé sur la valeur de ses produits, en termes de rendement et de qualité. C'est cette évaluation qui est effectuée dans un essai de pétrole brut. Ainsi, en comparant les principaux indices de référence du pétrole brut ci-dessous, nous nous attendons à ce que le brut Sangomar ait une valeur intrinsèque similaire à celle de l'Oural, même si le marqueur de prix coté généralement utilisé serait le Brent ou une autre qualité ouest-africaine.

Figure 3 Rendements des Assays (wt. %)

Source: Consultant

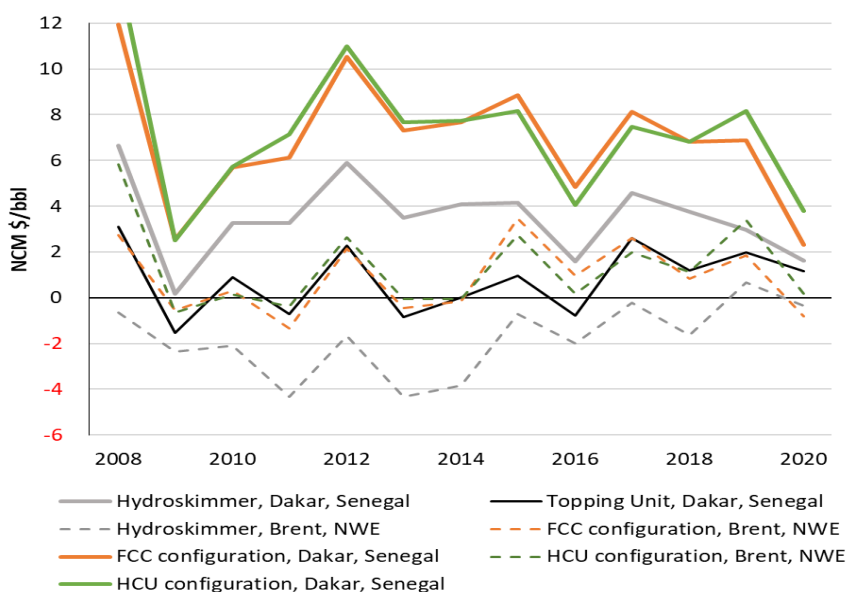
Cependant, au cours des premières années de production, alors que la stabilité de la qualité du brut Sangomar est mieux comprise et que son potentiel de fabrication de produits spéciaux tels que les huiles lubrifiantes ou le bitume n'a pas encore été établi, il est probable que des remises supplémentaires seront appliquées sur les marchés internationaux.

Ici, en modélisant la marge de raffinerie, nous avons supposé une valeur de Brent moins 1,0 USD/ bbl, ce qui est notre base de prix à long terme prévue pour Urals.

Définition du rendement et corrélation historique

La modélisation de la marge du raffineur a été basée sur les données d'analyse du brut qui fournissent les rendements prévus de la distillation. Pour chacun des autres procédés – hydroskimming, craquage catalytique (FCC) ou hydrocraquage (HCU), des hypothèses standard ont été formulées en ce qui concerne le reformage du naphtha, la désulfuration et la valorisation des résidus.

La production du modèle a été corrélée aux prix de référence de l'industrie.

Figure 4 Marges de Raffinage

Source: Consultant

Méthodologie de prévision des prix du pétrole brut et des produits

Prix du scénario de référence

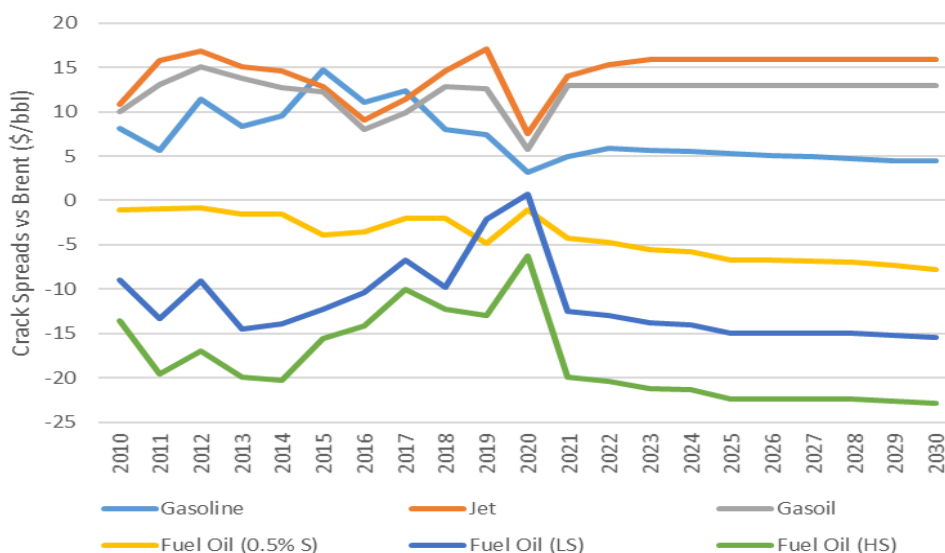
- Les prévisions de prix ont été élaborées en fonction des écarts de fissures à partir d'un scénario de référence de 60 \$ le baril de pétrole brut Brent en dollars réels en 2021 \$.
- La différence de prix historique et les fourchettes de spread de fissures sont indicatives des valeurs durables dans les prévisions.
- Les changements fondamentaux du marché (en raison de la demande, des changements réglementaires et de la qualité) se reflètent dans les écarts et les écarts prévus.
- Les écarts de prix entre les régions sont maintenus en dessous des coûts de fret interrégional (car le commerce ferme tout arbitrage).
- Les prévisions de prix sont testées en tenant compte des marges de référence conséquentes.

Propagations de fissures de raffinerie – perspectives pour les produits bruts et pétroliers

Fondamentaux ayant une incidence sur les prix :

- L'essence, qui a été pendant de nombreuses années le moteur des marges des raffineries, a de l'importance, la demande étant progressivement partiellement supplantée par le diesel.
- Les perspectives à moyen et à long terme prévoient une nouvelle substitution par des véhicules électriques et à carburant alternatif.
- En conséquence, nous constatons que les primes sont de plus en plus sous pression à mesure que la demande européenne diminue.
- L'Europe est structurellement à court de distillats moyens (Jet et Gasoil) depuis de nombreuses années, et
- La dieselisation croissante des voitures particulières et des véhicules utilitaires légers et l'expansion des voyages aériens ont permis d'atteindre quelque 20 Mtpa.
- Nous prévoyons que cette demande sera couverte par les approvisionnements d'AG et d'USG, mais les primes de prix au pétrole brut resteront fermes.
- Les marchés du mazout sont principalement la production d'électricité et le transport maritime. Ces deux utilisations sont sous la pression des lobbyistes du changement climatique, qui exigent des réductions des émissions de CO₂ et de soufre.
- Pour la production d'électricité, cela implique un passage au gaz, puis aux énergies renouvelables, telles que l'éolien ou le solaire, et pour Marine où l'OMI a ordonné une réduction de 3,5% à 0,5% de mazout de soufre, cela a provoqué le passage en gros à un mazout à très faible teneur en soufre (VLSFO) qui a lui-même déclenché un changement dans le traitement des raffineries loin des pétroles bruts à haute teneur en soufre.
- Les bruts à faible teneur en soufre sont de plus en plus demandés, en particulier ceux qui peuvent naturellement produire du VLSFO comme Bonny Light.
- Sangomar, avec son soufre plus élevé, serait traité plus efficacement par une raffinerie complexe, qui ne produit que de petites quantités de mazout.
- Écarts de fissures en \$US/baril (primes des produits au pétrole brut)

Figure 5 Primes de Cracking en US \$ / baril (Primes par rapport au Brut)



Source: Consultant

Figure 6 Spreads de crack par rapport au Brent

Prix réels nominaux puis \$/tonne 2019 à partir de 2019		2021	2025	2030	2040	2050
GPL	Naphta \$/vous	-100.0	-100.0	-100.0	-100.0	-100.0
Naphte	UL95 - \$/te	50.0	67.0	62.0	62.0	62.0
Essence	Brent + \$/bbl	5.0	5.3	4.5	4.5	4.5
Jet	GO 0.1%S + \$/te	40.0	55.0	55.0	55.0	55.0
Diesel	GO 0,1%S + \$/te	10.5	12.0	15.0	15.0	15.0
Diesel	Brent + \$/bbl	13.0	13.0	13.0	11.0	11.0
Mazout (0,5 % S)	LSFO + \$/te	70.0	70.0	66.0	65.0	65.0
Mazout (LS)	Brent + \$/bbl	-12.5	-15.0	-15.5	-15.5	-15.5
Mazout (SH)	LSFO - \$/te	50.0	50.0	50.0	50.0	50.0

Source: Consultant

Modèle de hub*Paramètres de fonctionnement du hub*

L'argument économique en faveur d'un centre d'approvisionnement repose sur la capacité d'importer selon l'économie d'importation la plus attrayante possible. Pour ce faire, il faudra une installation d'importation et d'entreposage qui soit en mesure de recevoir directement les grands navires utilisés pour les expéditions intercontinentales de produits, et de ne pas dépendre de petits navires côtiers à des coûts de fret plus élevés.

En outre, nous avons supposé que le nouveau centre serait relié aux installations de stockage existantes à Dakar par un nouveau pipeline bidirectionnel et qu'un carrefour autoroutier et un embranchement vers le réseau ferroviaire seraient construits pour accéder à l'installation. Enfin, des dispositions ont été prises en compte pour les services publics, l'automatisation des parcs de stockage, les installations hors site, les pompes, l'équipement de sécurité incendie et les digues.

On suppose que la raffinerie serait mise hors service et que le stockage des réservoirs et les installations hors site seraient réaffectés pour être utilisés dans le cadre d'une installation de stockage prolongée. Une autre option serait de conserver la raffinerie existante et d'exploiter la plaque tournante conjointement avec la raffinerie. Nous n'avons pas étudié les aspects économiques de cette option alternative.

Capacité de stockage hub

Nous avons calculé les capacités de stockage sur la base de trois phases distinctes d'investissement à des intervalles de dix ans. Le stockage a été dimensionné en fonction des projections de la demande que nous avons calculées à la phase 1 et dont nous avons discuté ailleurs dans le présent rapport. La capacité de stockage a été dimensionnée pour permettre un stock d'exploitation de 15 à 20 jours et un stock obligatoire supplémentaire de 30 jours à des fins d'urgence. Enfin, le stockage est dimensionné pour accueillir la taille minimale du navire afin d'optimiser l'économie des importations.

Figure 7 Capacités de Stockage

Produit	Stockage disponible (jours)	Stockage obligatoire (jours)	Taille maximum du navire 'importation (kt)
GPL	20	0	20
Essence/Super	15	30	30
Distillat	15	30	60
Fioul	15	30	40

Source: Consultant

Coûts en capital

Le modèle est basé sur l'échelonnement des dépenses d'investissement sur trois ans avant la mise en service de chaque tranche de capacité de stockage. Le stockage est supposé être construit avant l'exigence de capacité appropriée, de sorte que, par exemple, le stockage nécessaire en 2030 devrait être construit d'ici 2029 et les dépenses d'investissement sont échelonnées en fonction de cela.

Figure 8 Coûts en capital

Répartition des coûts	Cost estimate	Unit
Capex de combustibles liquides	\$500	par m3
Dépenses en capital GPL	\$1,040	par m3
Contingences	20%	
Capacité louée	80%	

Taux d' utilisation du réservoir par mois	12	
Frais de renouvellement réservoir de Fioul en	20%	% de la nouvelle construction
Dépenses de fonctionnement par m3	\$6.5	par an

Investissement \$m		2030	2040	2050
Y	10%	20.4	6.2	3.0
Y-1	30%	61.2	18.7	9.0
Y-2	60%	122.4	37.4	18.0
Y-3	0%	-	-	-
		204	62	30

Source: Consultant

Modèle de revenus

Les sources de revenus suivantes peuvent être présumées pour un terminal de plaque tournante d'approvisionnement opérationnel et ont été calculées à l'aide des hypothèses décrites :

- Frais mensuels de CSO basés sur un stock de 30 jours
- Frais de stockage mensuels basés sur la capacité totale par rapport à un taux d'utilisation prévu
- Frais de débit facturés par tonne sur le débit différentiel au-dessus des débits minimaux admissibles

Figure 9 Frais de Stockage et de Débit

Charges/Fees	dollar par m3 par mois
Reserve obligatoire	3.5
Frais de stockage	
GPL	10.0
Essence/Naphte	5.0
Distillat (Carburant/Gasoil)	5.0
Fioul	6.0
Frais de tours de réservoir	
GPL	20.0
Essence/Naphte	8.0
Distillat (Carburant/Gasoil)	8.0
Fioul	8.0

Source: Consultant

2.3. Identification et évaluation des projets – Gaz

2.3.1. Production d'électricité à partir de gaz

2.3.1.1. Description du projet

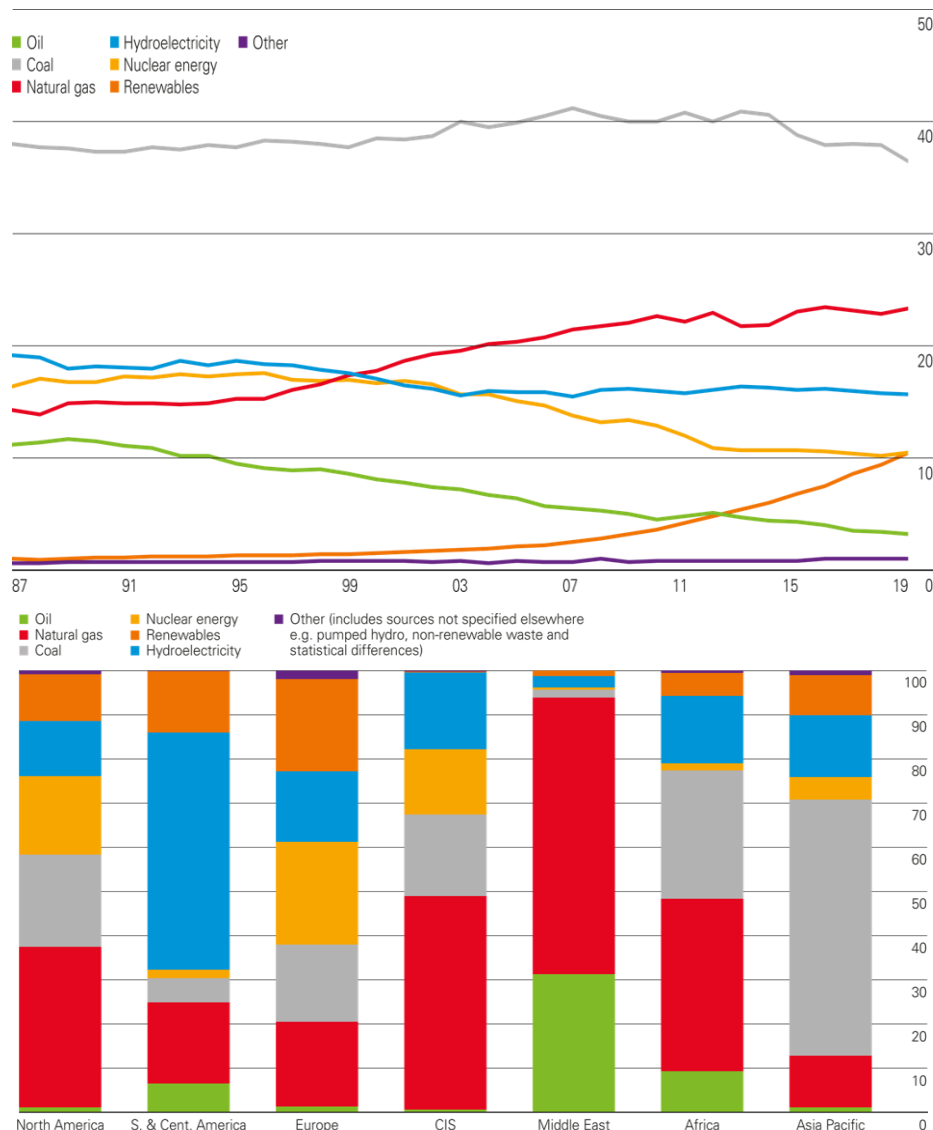
La production d'électricité au gaz se fait principalement par la combustion de gaz dans des turbines à gaz à cycle combiné (CCGT), qui est la combinaison de la turbine à gaz à cycle de Brayton et de la turbine à vapeur à cycle de Rankine. Dans le cycle de Brayton, l'air de combustion est mélangé avec du gaz et enflammé. Les gaz chauds résultants sont détendus à travers la turbine à gaz, entraînant le générateur et convertissant l'énergie de rotation en énergie électrique. Dans le cycle de Rankine, l'eau est chauffée pour produire de la vapeur qui est détendue à travers une turbine à vapeur, entraînant un générateur électrique. La chaleur requise pour ce processus est dérivée des gaz d'échappement chauds du cycle de Brayton à travers un générateur de vapeur à récupération de chaleur (HRSG) avec des températures de vapeur comprises entre 420 et 580 degrés Celsius. La vapeur évacuée est ensuite condensée et renvoyée par pompage là où elle a été chauffée. La chaleur est retirée du cycle par le système de circulation d'eau. Les nouveaux CCGT ont un rendement thermique HHV d'environ 52-54% (LHV 57-60%). C'est beaucoup plus efficace qu'une centrale électrique à cycle unique avec des rendements thermiques d'environ 37-39% HHV (LHV 34-36%). L'efficacité thermique est affectée par la température de l'air ambiant - à mesure que la température de l'air ambiant augmente, la puissance de l'installation diminue en raison de la réduction du débit massique à travers la turbine elle-même.

Les conceptions des turbines des centrales électriques CCGT sont assez bien standardisées parmi les fabricants. La classe F est considérée comme une unité CCGT à grande échelle typique avec une puissance d'environ 400 MW - composée d'une turbine à gaz de 270 MW et d'un générateur de vapeur de 130 MW, bien que les configurations puissent varier selon les fabricants. Les valeurs nominales maximales pour les installations de classe F sont actuellement de 300 MW pour une turbine à gaz autonome et de 450 MW pour une configuration de turbine à gaz et à vapeur à arbre unique. Les usines les plus grandes bénéficient

d'économies d'échelle permettant des économies d'environ 25% sur les installations jumelées (par exemple 2 x 400 MW). Les économies proviennent principalement du partage des travaux de génie civil, des connexions au réseau, des installations de carburant et d'autres infrastructures de soutien.

La part du gaz dans la production d'électricité à l'échelle mondiale et dans différentes régions du monde est présentée ci-dessous.

Figure 10 *Part du gaz dans le mix mondial de production d'électricité (2019, pourcentage)*



Source: BP Statistical Review, 2020

Comme indiqué, plus des deux tiers (68%) de la production d'électricité en Afrique sont basés sur le gaz naturel ou le charbon. Plus de la moitié de la capacité se trouve dans deux pays, l'Égypte et l'Afrique du Sud. L'Égypte contient environ 45% de la capacité de production au gaz naturel du continent et l'Afrique du Sud contient environ 85% de la capacité de production de charbon. Hormis ces deux pays, la part de la production d'électricité représentée par le gaz est de 44% contre 22% pour l'hydroélectricité, 12% pour le pétrole, 9% pour le charbon et 6% pour les renouvelables.

Figure 11 *Production d'électricité en Afrique par source (2019)*

TWh	Oil	Gas	Coal	Nuclear	Hydro	Renewables	Other	Total
Egypt	28.2	152.5	-	-	13.4	6.5	-	200.6
South Africa	1.2	1.9	217.3	14.2	0.8	12.6	4.6	252.6
Other Africa	51.9	186.1	36.2	-	118.6	26.0	-1.8	417.0
Total Africa	81.3	340.5	253.6	14.2	132.7	45.1	2.8	870.1

Source: BP Statistical Review, 2020

2.3.1.2. Le volume de ressource gazière nécessaire

Figure 12 Carte de Dakar et alentours



Source : Consultant

Plans actuels

Comme discuté dans le rapport de phase 1 et résumé ci-dessous, le gouvernement du Sénégal et la Senelec ainsi que trois IPPs envisagent actuellement de convertir leurs centrales alimentées au HFO pour fonctionner au gaz naturel.

Figure 13 Centrales à gaz (capacités existantes et conversion de la production thermique)

Station	Propriétaire	Début d'opération	Capacité (MW)	Estimation de la demande de gaz (MMscfd)
Karpower Powership	Karpower	2021	220	27.7
Bel-Air/Hann C6	Senelec	2021	93	8.5
Bel-Air/TAG4	Senelec	2024	30	2.7
Cap-des-Biches-C4	Senelec	2025	30	2.7
CdB-Contour Global	IPP	2024	88	8.1
Malicounda	IPP	2024	120	11.0
Tobene-	IPP	2024	115	10.5
Total			476	43.6

Source : Consultant, Senelec

Le gaz pour permettre la conversion des centrales à HFO sera partiellement fourni via les importations de GNL du projet KARMOL FSRU (une joint-venture entre Karpowership et Mitsui OSK Lines), qui doit être opérationnel à partir de juin 2021. Karpower exploite une centrale à HFO de 235 MW - un Powership situé à Dakar depuis octobre 2019, qui est supposé être converti/échangé pour fonctionner au gaz à une capacité réduite de 220 MW une fois le FSRU en ligne. Le contrat avec Karpower devrait durer jusqu'en 2026.

Les plans de conversion de Senelec indiquent que l'usine Hann C6 de Bel Air sera convertie pour fonctionner au GNL de la FSRU avant la fin de 2021 et l'usine TAG 4 de Bel Air en 2024. La poursuite de l'approvisionnement en gaz de la FSRU après 2026 dépend du moment où la production locale sera mise en ligne et approvisionnée sur le marché local. Cependant, cela dépend également d'une connexion par gazoduc entre Cap des Biches et Bel Air, ce qui peut poser problème étant donné la zone densément peuplée. Un pipeline offshore pourrait être envisagé. Si cela n'est pas non plus possible, l'approvisionnement en gaz des usines de Bel Air après 2026 est incertain. A Cap des Biches, le bloc Senelec's C4 et l'IPP Contour Global devraient être convertis au gaz en 2024-2025, mais ces usines vont être basées sur l'approvisionnement en gaz de la production indigène une fois qu'il sera disponible. L'approvisionnement initial en gaz par le FSRU n'est pas possible en raison des enjeux de développement d'une canalisation entre Bel Air et Cap des Biches. Encore une fois, un pipeline offshore pourrait être envisagé.

La conversion des IPP de Malicounda et Tobene est soumise au développement plus large du réseau gazier, mais celles-ci sont de toute façon plus proches des points d'entrée de gaz de Yakaar-Teranag et Malicounda. La demande totale de gaz pour les centrales électriques converties au HFO est estimée à 44 MMscfd en supposant un rendement moyen de 43% et une utilisation de 50% comme indiqué dans le tableau ci-dessus.

En plus de la conversion des centrales HFO existantes, Senelec a également prévu le développement de nouveaux projets de production d'électricité au gaz comme le montre le tableau ci-dessous.

Figure 14 Nouvelles capacités de production électrique au gaz

Station	Propriétaire	Début d'opération	Capacité (MW)	Estimation de la demande de gaz (MMscfd)
Cap des Biches dual	WAE	2024	300	37.8
Mboro PS	IPP	2024	300	37.8
St Louis PS	IPP	2025	225	28.3
Cap des Biches EPC	Senelec	2025	120	15.1
New CCGT Candidates	IPP	2025-2035	1200	151.2
Total			2145	269.6

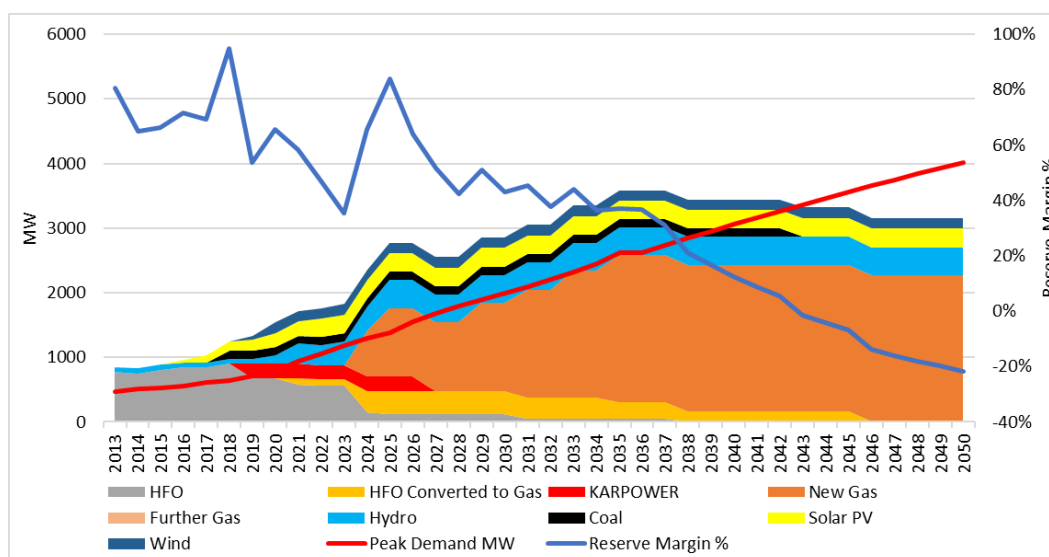
Source : Consultant, Senelec

Quatre nouvelles centrales au gaz devraient être développées à Cap des Biches (x2), Mboro et St Louis et devraient être mises en service en 2024/2025. Avec un temps de construction d'environ 2 ans, une décision finale d'investissement devrait être prise d'ici 2022/2023. La Senelec a prévu une autre capacité de 1200 MW d'électricité au gaz pour une mise en service au cours de la période 2025-2035, susceptible d'être développée dans la région de Cayar / Mboro, où l'approvisionnement en gaz du champ de Yakaar-Teranga devrait arriver à terre. La demande totale de gaz pour les nouvelles centrales électriques est estimée à 270 MMscfd en supposant un rendement moyen de 50% et une utilisation de 80%.

Potentiel pour une nouvelle production d'électricité au gaz

Les plans susmentionnés pour le développement de nouveaux CCGT (y compris les nouveaux candidats au CCGT) et la conversion des usines de HFO existantes (ainsi que les hypothèses actuelles de Senelec pour le déclassement des usines de HFO converties et non converties) sont présentés dans la projection Mix énergétique pour Sénégal dans le graphique ci-dessous. Par souci de simplicité (et sans détails sur les nouveaux développements potentiels d'énergies renouvelables), nous avons conservé les hypothèses de capacité pour les autres formes de production d'électricité à leurs niveaux de 2021 (solaire PV 228 MW, hydro 203 MW, éolien 150 MW et charbon 125 MW).

Figure 15 Mix énergétique du Sénégal projeté - Planifié



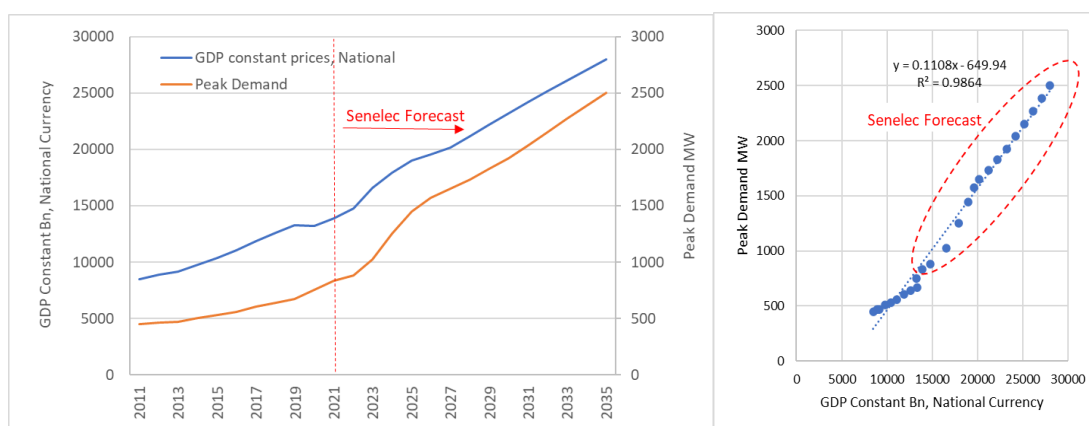
MW	2018	2019	2020	2021	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Peak Demand	641	710	787	938	1386	1992	2617	3058	3561	4021
Heavy Fuel Oil	906	671	671	578	119	51	51	0	0	0
HFO to Gas	0	0	0	93	356	356	261	168	168	0
New Gas				220	1065	1365	2265	2265	2265	2265

Hydro	75	75	123	305	436	436	436	436	436	436
Coal	125	125	125	125	125	125	125	125	0	0
Solar PV	143	166	226	226	291	291	291	291	291	291
Wind		55	159	159	159	159	159	159	159	159
Margin	95%	54%	66%	58%	84%	43%	37%	13%	-7%	-22%

Source: Consultant

La capacité totale de production d'électricité est comparée aux projections de la demande de pointe basées sur les hypothèses de Senelec jusqu'en 2035 (indiqué ci-dessous) et extrapolées à 2050 en fonction de la relation historique entre la puissance de pointe et le PIB, en utilisant les mêmes projections du Consultant pour le PIB, comme indiqué dans la section 1.6.2.4. D'ici 2026, nous supposons que la population du Sénégal passera à 19 millions d'habitants avec un PIB de 20 000 milliards de FCFA avec une demande totale d'électricité de pointe de 1 500 MW sur la base des projections du FMI et de la Senelec. Notez que les projections du FMI s'arrêtent à 2026. D'ici 2050, nous supposons que la population du Sénégal passera à 28 millions d'habitants avec un PIB de 40 000 milliards de FCFA avec une demande totale d'électricité de pointe de 4 000 MW.

Figure 16 Demande de pointe vs projections de PIB



Source: Consultant, Senelec

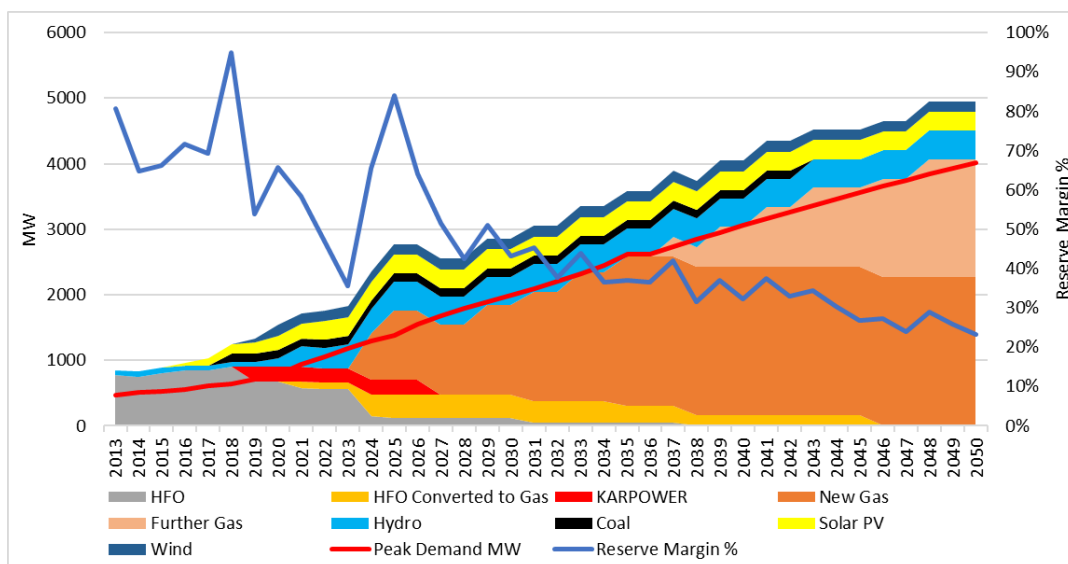
Comme le montre la figure 6, la capacité totale de production d'électricité disponible a toujours été suffisante au-dessus de la demande de pointe avec une marge de réserve d'environ 80% en moyenne entre 2013 et 2021. À mesure que la demande de pointe augmente, elle diminue à 60% vers 2024, à environ 35% vers 2028 et moins de 30% d'ici 2035. Le niveau approprié de marge de réserve dépend du mix de production, du niveau de production intermittente, de la capacité des consommateurs à réduire la demande et de la robustesse du réseau.

Afin de maintenir une marge suffisante au-dessus de la demande de pointe, une nouvelle capacité de production d'électricité sera nécessaire après 2035, en plus des 1200 MW des nouveaux candidats à la CCGT déjà supposés être construits au cours de cette période. Si la demande de puissance augmente comme indiqué ci-dessus, alors 1800 MW supplémentaires provenant d'autres nouveaux candidats au CCGT pourraient être justifiés comme le montre la figure 7 ci-dessous. L'emplacement de ces nouvelles centrales est incertain, mais il n'existe actuellement aucun projet de développement d'infrastructures et de centrales électriques à l'intérieur des terres, car la plupart de la demande devrait se situer autour des zones côtières les plus densément peuplées.

D'ici 2040, cela donnerait au Sénégal une capacité totale de production d'électricité au gaz d'environ 3000 MW. Cela serait similaire à la capacité électrique actuelle au gaz au Ghana (~ 3500 MW) où le gaz représente environ 60% du mix électrique et le reste composé principalement d'hydro (36%) et très peu d'énergies renouvelables. Le Ghana vise à maintenir une marge de réserve d'environ 70%, mais cela est probablement dû à la part de l'hydroélectricité dans le mix énergétique, à l'impact des changements hydrologiques et à la nécessité de gérer les risques d'électricité intermittente ou incertaine. Sans de nouveaux ajouts à l'énergie solaire, hydraulique ou éolienne, la capacité de production non thermique du Sénégal en 2040 serait un peu inférieure à 20%, mais sa contribution en GWh serait probablement plus faible et sa marge de réserve prévue devrait en tenir compte. D'ici 2050. Le tableau ci-dessous montre que la capacité non alimentée au gaz représenterait environ 12,5% de la capacité totale, avec une marge de capacité de 16%. Il est attendu qu'il y ait une capacité renouvelable supplémentaire ajoutée au cours de cette période et qu'il puisse y avoir des changements dans la relation entre la demande de pointe et la demande moyenne couplée à la croissance économique, à l'électrification accrue et aux changements dans les habitudes de consommation. Ainsi, bien que la marge de capacité de 2050 soit inférieure à celles de la période de planification actuelle de Senelec

(jusqu'en 2035), elle reste une hypothèse de planification raisonnable aux fins de la détermination de la stratégie gazière.

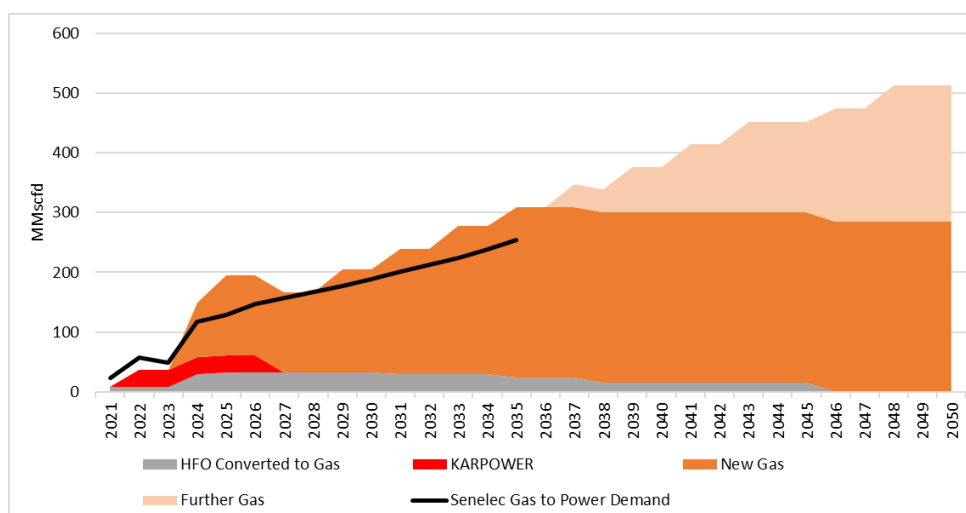
Figure 17 Senegal Power Mix projeté avec nouvelles CCGTs



MW	2018	2019	2020	2021	2025	2030	2035	2040	2045	2050
<i>Demande de pointe</i>	641	710	787	938	1386	1992	2617	3058	3561	4021
<i>HFO</i>	906	671	671	578	119	51	51	0	0	0
<i>HFO à Gas</i>	0	0	0	93	356	356	261	168	168	0
<i>New Gas</i>				220	1065	1365	2265	2265	2265	2265
<i>Further Gas</i>								600	1200	1800
<i>Hydro</i>	75	75	123	305	436	436	436	436	436	436
<i>Charbon</i>	125	125	125	125	125	125	125	125	0	0
<i>PV</i>	143	166	226	226	291	291	291	291	291	291
<i>Eolien</i>		55	159	159	159	159	159	159	159	159
Marge	95%	54%	66%	58%	84%	43%	37%	32%	27%	23%

Source: Consultant

L'application des mêmes hypothèses d'efficacité et d'utilisation que celles décrites ci-dessus pour le HFO converti (rendement moyen de 43% et utilisation de 50%) et les nouvelles centrales CCGT (rendement moyen de 50% et utilisation de 80%) donne les prévisions de demande de gaz suivantes pour la production d'énergie. Notez que la demande de gaz jusqu'en 2024/2025 sera satisfaite par l'approvisionnement du KARMOL FSRU ou jusqu'à ce que la production locale soit en ligne à partir de Yakaar-Teranga, Sangomar et / ou GTA - L'approvisionnement en gaz est discuté plus en détail dans la section 2.3.8.

Figure 18 **Sénégal - Demande de gaz projetée pour l'électricité**

MMscfd	2021	2022	2023	2024	2025	2030	2035	2040	2045	2050
HFO to Gas	9	9	9	30	33	33	24	15	15	0
New Gas	0	0	0	91	134	172	285	285	285	285
KARPOWER	0	28	28	28	28	0	0	0	0	0
Further Gas	0	0	0	0	0	0	0	76	151	227
Total	9	37	37	149	195	205	309	376	452	512
Senelec Est.	24	57	49	117	129	189	254	-	-	-

Source: Consultant

Nous comparons nos prévisions de demande de gaz en électricité aux prévisions de Senelec également présentées dans le graphique et le tableau ci-dessus. Les prévisions de Senelec ne sont fournies que jusqu'en 2035. Les hypothèses de Senelec en matière d'efficacité et d'utilisation thermiques sont plus élevées pour certaines des nouvelles centrales; cependant, les hypothèses pour l'utilisation de certaines centrales à fuel lourd converties sont bien en deçà des 50% supposés dans nos calculs (de l'ordre de 4% à 18%).

Ces faibles taux d'utilisation prévus résultent de l'application du merit order et du fait que ces centrales converties resteront marginalement plus chères que les nouvelles entités et que les unités EnR. Si cela conduisait à un excès de puissance au-delà de la demande intérieure, le potentiel d'exportation vers les pays voisins via les initiatives d'interconnexion électrique existantes - OMVS (Organisation de Mise en Valeur du Fleuve Sénégal avec le Mali, la Guinée et la Mauritanie) et OMVG (Organisation de mise en valeur du fleuve Gambie avec la Gambie, la Guinée et la Guinée Bissau) - pourrait être envisagée. Cela nécessiterait une mise à niveau du système de transport d'électricité qui, selon nous, est actuellement en cours et dépendrait également des niveaux de demande d'électricité dans les pays voisins et des écarts de prix relatifs entre le Sénégal et ses voisins.

2.3.1.3. Les analyses économiques et financières réalistes

Coûts Capex et Opex

Les coûts d'investissement pour les CCGT sont d'environ 1 000 à 1 200 USD / kW ou 1 à 1,2 million de USD pour chaque MW de capacité. Les coûts devraient rester relativement stables à moyen terme, car la demande de CCGT à l'échelle mondiale devrait rester forte et, par conséquent, les coûts ne devraient pas chuter par rapport aux niveaux actuels.

Les coûts de conversion des usines de mazout lourd au gaz sont supposés être de 200 \$ / kW pour les usines plus récentes et de 300 \$ / kW pour les usines plus anciennes (plus de 15 ans) selon les références de l'industrie. Ces hypothèses sont conformes aux propres hypothèses de Senelec. Aucune des centrales n'a été conçue pour être bi-alimentée et nécessite donc une conversion complète pour fonctionner au gaz. Wärtsilä a déjà été contracté pour convertir le projet Bel-Air C6 de 93 MW. Les six moteurs Wärtsilä 46 existants de l'usine seront convertis en six moteurs bicarburant Wärtsilä 50DF d'ici la fin de 2021. Certaines des usines sont encore relativement nouvelles et n'ont peut-être pas entièrement remboursé leurs coûts d'investissement initiaux (supposés à 1,2 million de dollars par MW). Une hypothèse a donc été faite pour la valeur dépréciée qui est supposée linéaire sur 15 ans. Ajouté au coût de conversion, cela donne un Capex actuel total pour l'usine comme indiqué ci-dessous.

Figure 19 Hypothèses sur les coûts de conversion des centrales électriques existantes

Plant	MW	Start up	Original Cost \$m	Deprec'n (15yrs) \$m	Deprec'd Value \$m	Conversion Cost \$m	Total CAPEX \$m	Total OPEX \$m/yr
Nouvelles centrales	300	-	360	-	-	-	360	16.2
Centrales existantes								
Bel-Air C6	60	2006	72	72	0	12	12	3.2
Bel-Air C6	33	2013	39	21	18	7	25	1.8
Cap-des-Biches-C4	30	2003	36	36	0	9	9	1.6
CdB-Contour Global	88	2016	106	35	70	18	88	4.8
Maliconda-IPP	120	2021	144	0	144	24	168	6.5
Tobene-IPP	115	2016	138	46	92	23	115	6.2
Hypothèses	-		A=1.2xMW	B=15 years	C=A-B	D=\$200-300 x A/1000	E=C+D	F=Ax4.5%

Source: Consultant

Les coûts d'investissement (Capex) pour les nouvelles centrales au gaz sont supposés être d'environ 1,2 million de dollars par MW et les coûts d'exploitation (Opex) sont supposés être équivalents à 4,5% x Capex d'origine par an. Cela donne un Capex d'une nouvelle usine de 300 MW de 360 millions de dollars et un Opex de 16,2 millions de dollars / an. Les estimations des coûts d'investissement et d'exploitation seront utilisées pour évaluer le coût actualisé de l'énergie pour chacune des centrales selon différentes hypothèses de prix du gaz.

Remarque: Les exercices détaillés d'établissement des coûts ascendants constituent une partie importante des études de faisabilité entreprises par les consultants en ingénierie et présentent généralement des écarts de +/- 30% par rapport aux estimations de coûts fournies. Pour ce plan directeur, nous avons supposé des estimations de coûts plus élevées que celles entreprises pour de telles études de faisabilité.

Coût de l'énergie nivelé

Nous avons entrepris une analyse économique (actualisation des flux de trésorerie ou DCF (« discounted cashflow ») pour déterminer un tarif compétitif pour la production d'électricité sur la base d'hypothèses relatives aux coûts (estimations CAPEX et OPEX discutées ci-dessus), au niveau d'endettement (avec une simple répartition des fonds propres, illustrée ci-dessous) et au chiffre d'affaires (frais de péage, capacité) et autres hypothèses financières / commerciales. Les coûts / tarifs unitaires sont déterminés en divisant le revenu annuel minimum requis pour couvrir les coûts d'investissement et d'exploitation (du modèle DCF) par l'énergie produite chaque année plus le coût de l'approvisionnement en gaz.

Figure 20 Hypothèses sur les coûts de conversion des centrales électriques

Hypothèse	Valeur
Partage équitable	30%
Rendement des capitaux propres	20%
Part de la dette	70%
Coût de la dette / intérêts	10%
Taux de couverture	1.43
Dépréciation	20 ans
Imposition	30%

Source: Consultant

Nous estimons les coûts de production d'électricité pour les centrales électriques dans les différentes régions selon une approche par étapes basée sur le moment où les centrales sont supposées être mises en service. Nous supposons un scénario où l'approvisionnement en gaz provient des champs de Yakaar-Teranga et Sangomar. Compte tenu de l'exigence à court terme de la FSRU, l'offre se concentre sur la production locale. Nous supposons un prix du gaz de 4 \$ / MMBtu à la plage (où le gazoduc offshore arrive à terre) et un coût moyen du gaz. D'autres scénarios d'approvisionnement (y compris avec du gaz de GTA) et les détails du coût d'approvisionnement en gaz sont discutés dans la section 2.3.8.

Dans la phase 1, nous avons supposé l'approvisionnement en gaz pour la conversion des usines de HFO existantes et le développement de nouveaux CCGT avec des usines en ligne de 2021 à 2025. Nous supposons également que 25 MMscfd pour les clients industriels existants passeront au gaz naturel d'ici 2025. Dans la phase 2, nous supposons l'ajout des nouveaux candidats CCGT de 1 200 MW ainsi que 35 MMscfd de nouveaux clients industriels d'ici 2035. Dans la phase 3, nous supposons l'ajout de 1800 MW supplémentaires entre 2035 et 2050. Les volumes d'approvisionnement en gaz des usines des différentes régions sont indiqués dans le tableau ci-dessous. Un « breakdown » détaillé est fourni dans la section 2.3.8.

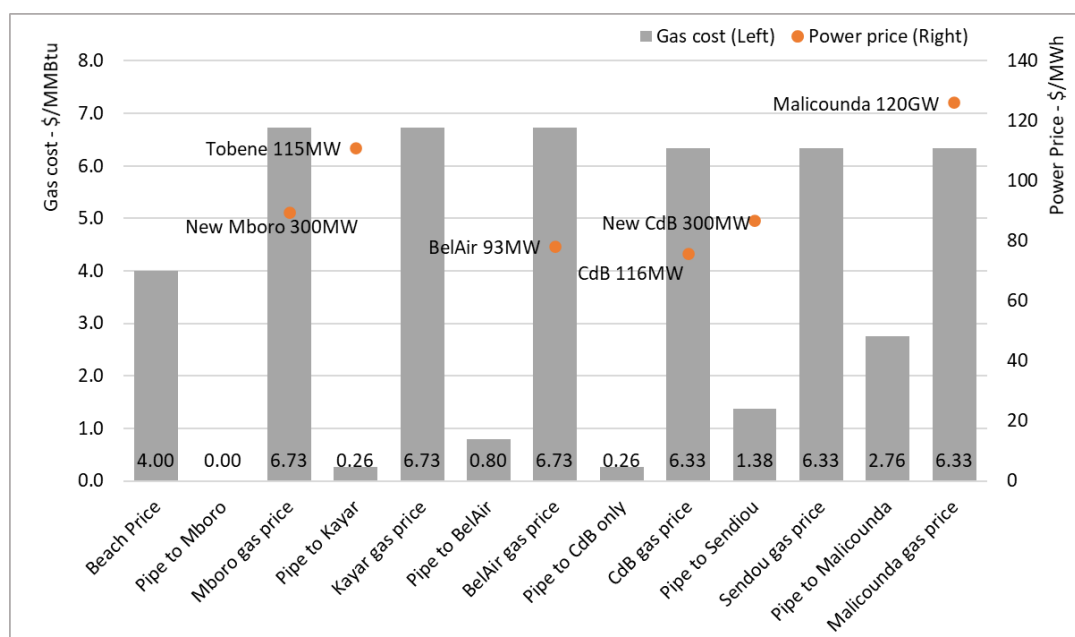
Figure 21 Exigences d'approvisionnement en gaz à Dakar et dans les régions environnantes

MMscfd	Mboro/Tobene/Kayar	Bel-Air	CdB	Sendou/Malicounda
Phase 1 (2021-2025)	48	24	76	11
+ Phase 2 (2026-2035)	151	7	24	18
+ Phase 3 (2036-2050)	151	0	28	103
Total	350	30	128	132

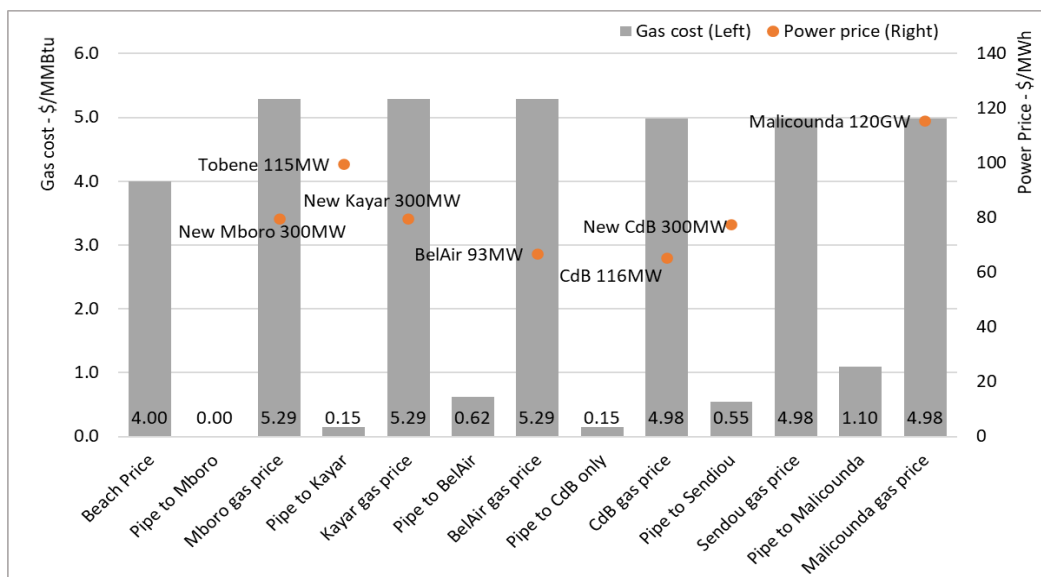
Source: Consultant

Au fur et à mesure que les volumes fournis augmentent via le réseau, cela réduit le coût de l'approvisionnement en gaz des centrales électriques, ce qui à son tour réduit le coût de l'électricité. En outre, les centrales plus anciennes qui ont été converties à partir de HFO seront moins chères que les plus récentes avec du capital à rembourser, et les centrales supposées fonctionner avec une utilisation plus élevée ou avec un rendement plus élevé seront moins chères que celles dont l'utilisation ou l'efficacité supposée est inférieure.

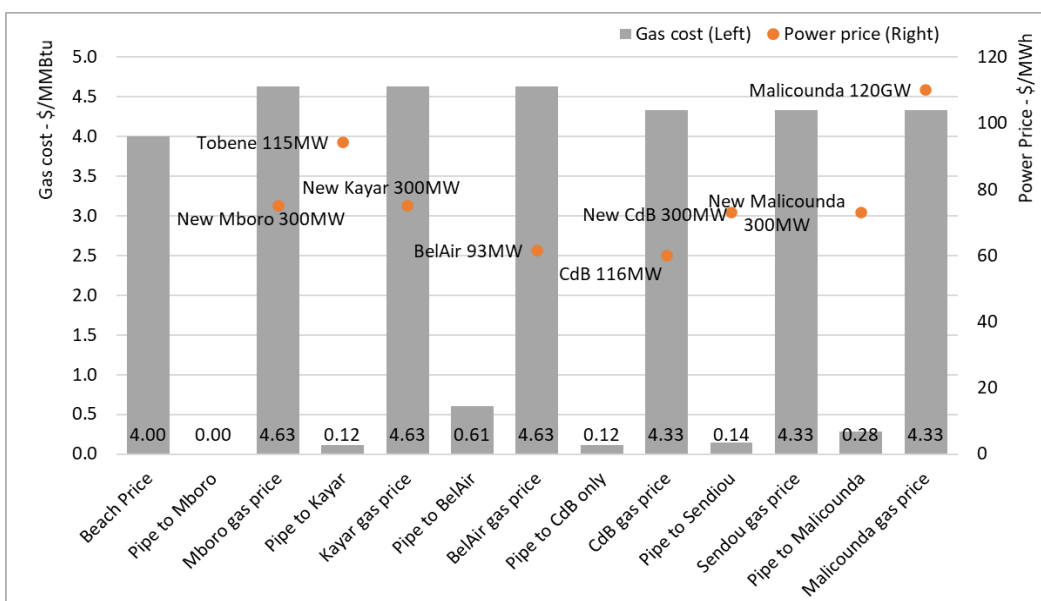
Le coût actualisé de l'énergie des centrales électriques nouvelles et converties (points orange) ainsi que les coûts de transport du gazoduc et le prix du gaz résultant (barres grises) dans les différentes régions sont indiqués ci-dessous. Les hypothèses de prix du gaz et de coûts de transport sont basées sur un prix moyen pour chaque zone, en prenant la moyenne entre le prix Yakaar-Teranga et Sangomar ou le prix Yakaar-Teranga et GTA, comme discuté plus en détail dans la section 2.3.8.

Figure 22 Phase 1 - Conversion des usines existantes de mazouts lourds et des nouveaux CCGT 2021-2025

Source: Consultant

Figure 23 Phase 2 - Nouvelles CCGT Candidates 2026- 2035

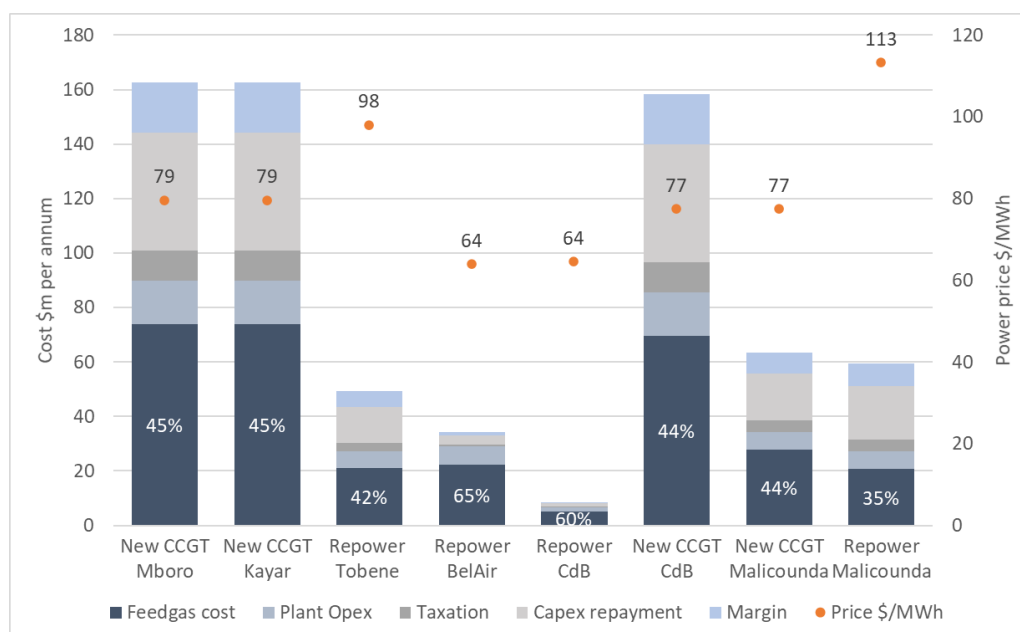
Source: Consultant

Figure 24 Phase 3 - Nouvelles CCGT Candidates 2036- 2050

Source: Consultant

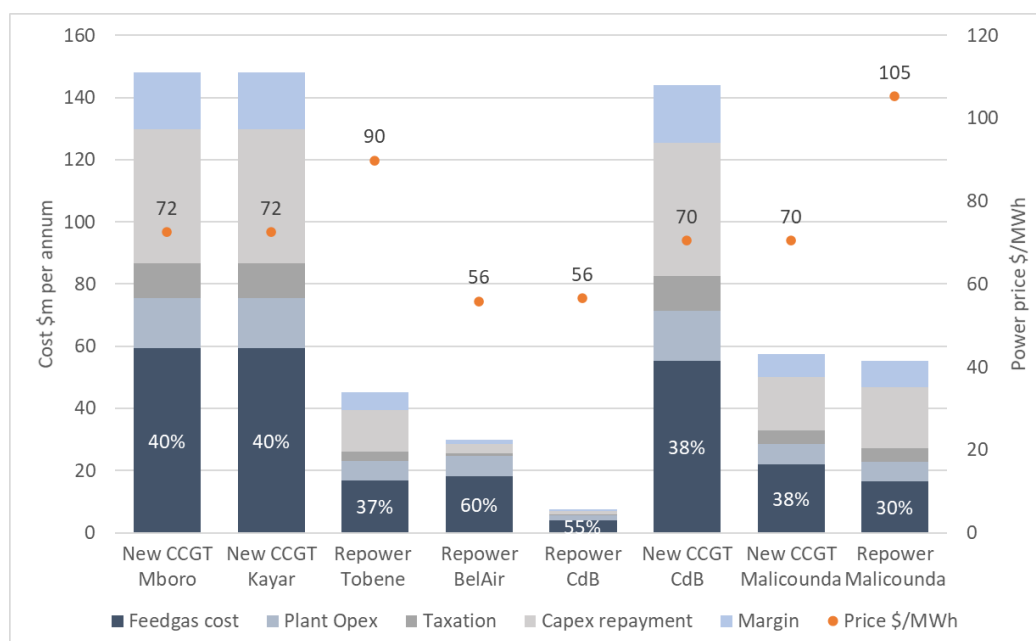
Comme indiqué ci-dessus, dans la phase 1, les prix de l'électricité varient entre 75 \$ / MWh à Cap des Biches / Bel-Air et 125 \$ / MWh à Malicounda. Le coût de la production d'électricité est plus élevé à Malicounda compte tenu de l'utilisation et du rendement inférieurs supposés pour une usine de HFO convertie qui est encore relativement nouvelle et a une plus grande proportion de capital à rembourser. Au cours de la phase 2, les prix de l'électricité chutent entre 65 \$ / MWh à Cap des Biches / Bel-Air et 113 \$ / MWh à Malicounda avec des coûts d'approvisionnement en gaz plus faibles étant donné que des volumes plus importants sont fournis dans toute la région. Au cours de la phase 3, les prix de l'électricité chutent encore entre 70 \$ / MWh à Cap des Biches et 108 \$ / MWh à Malicounda, avec une baisse des coûts d'approvisionnement en gaz étant donné que des volumes plus importants sont fournis. À noter que lors de la phase 3, les usines converties de Bel-Air et Cap des Biches sont déclassées en 2037 et 2034 respectivement. Le coût de production d'électricité à partir des nouveaux CCGT se situerait entre 70 et 85 \$ / MWh selon le coût moyen de l'approvisionnement en gaz pour les différentes phases.

Étant donné que le coût de la charge d'alimentation en gaz représente une grande partie du coût global de production d'électricité, des prix de fourniture de gaz plus élevés ou plus bas entraîneraient des changements importants dans les prix de l'électricité. Ci-dessous, nous comparons le coût de ventilation de la production d'électricité en supposant 4 \$ / MMBtu à la plage (comme ci-dessus) par rapport aux prix du gaz de plus en plus bas.

Figure 25 Phase 2 Répartition des coûts de production d'électricité @ \$4/MMBtu Prix Gaz

Coûts \$m/an	New CCGT Mboro	New CCGT Kayar	Repower Tobene	Repower BelAir	Repower CdB	New CCGT CdB	New CCGT Malic'da	Repower Malic'da
Coût du gaz	74	74	21	22	5	69	28	21
Opex centrale	16	16	6	7	2	16	6	6
Taxation	11	11	3	1	0	11	4	4
Capex	43	43	13	3	1	43	17	20
Marge	18	18	6	1	0	18	7	8
Revenus	163	163	49	34	8	158	63	60
Prix \$/MWh	79	79	98	64	64	77	77	113

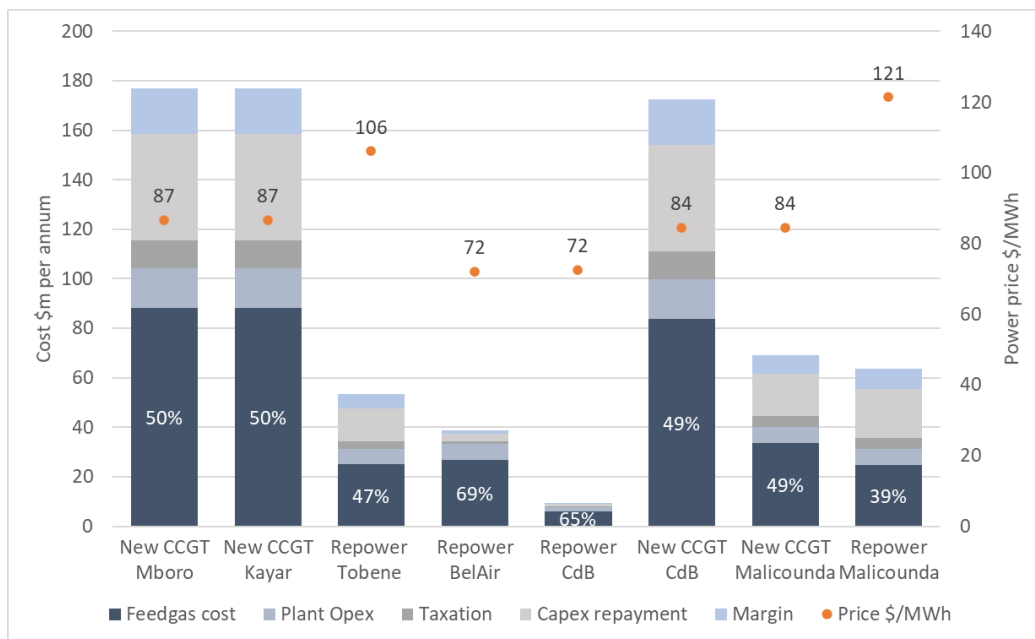
Source: Consultant

Figure 26 Phase 2 Répartition des coûts de production d'électricité @ \$3/MMBtu Prix Gaz

Coûts \$m/an	New CCGT Mboro	New CCGT Kayar	Repower Tobene	Repower BelAir	Repower CdB	New CCGT CdB	New CCGT Malic'da	Repower Malic'da
Coût du gaz	59	59	17	18	4	55	22	16
Opex centrale	16	16	6	7	2	16	6	6
Taxation	11	11	3	1	0	11	4	4
Capex	43	43	13	3	1	43	17	20

Marge	18	18	6	1	0	18	7	8
Revenus	148	148	45	30	7	144	58	55
Prix \$/MWh	72	72	90	56	56	70	70	105

Source: Consultant

Figure 27 Phase 2 Répartition des coûts de production d'électricité @ \$5/MMBtu Prix Gaz

Coûts \$m/an	New CCGT Mboro	New CCGT Kayar	Repower Tobene	Repower BelAir	Repower CdB	New CCGT CdB	New CCGT Malic' da	Repower Malic' da
Coût du gaz	88	88	25	27	6	84	33	25
Opex centrale	16	16	6	7	2	16	6	6
Taxation	11	11	3	1	0	11	4	4
Capex	43	43	13	3	1	43	17	20
Marge	18	18	6	1	0	18	7	8
Revenus	177	177	53	39	10	172	69	64
Prix \$/MWh	87	87	106	72	72	84	84	121

Source: Consultant

2.3.1.4. Exigences en matière d'infrastructure

Les besoins d'infrastructure concerneraient principalement le réseau de transport de gaz et le réseau de transport d'électricité. La production d'électricité étant de loin le plus gros consommateur de gaz, le réseau de transport de gaz devrait être développé en fonction de l'emplacement de la centrale de production (actuelle et prévue). D'autres grands projets d'exportation de gaz seront probablement basés sur la côte ou à proximité du lieu où le gaz arrive à terre et n'auront donc pas besoin d'être connectés au réseau de transport de gaz intérieur (sauf pour la sécurité de l'approvisionnement, qui est moins problématique que consommateurs électriques ou industriels). Avec la planification de grandes centrales électriques à Dakar et dans la région environnante, cela fournit des charges d'ancrage suffisamment importantes à chaque point du réseau de gaz pour réduire le coût de l'approvisionnement en gaz des centrales électriques et des petits clients industriels situés à proximité.

Comme indiqué dans le tableau ci-dessus, l'approvisionnement en gaz de Yakaar-Teranga devrait arriver à terre à Mboro ou Kayar ou à proximité et l'approvisionnement en gaz de Sangomar est supposé arriver à terre près de Malicounda. Par conséquent, les besoins en gaz dans ces zones n'affecteront pas la capacité du réseau de transport de gaz à fournir du gaz plus à l'intérieur des terres, par exemple au Cap des Biches.

La conversion des IPP de Malicounda et Tobene est soumise au développement plus large du réseau gazier, mais celles-ci sont de toute façon plus proches des points d'entrée de gaz de Yakaar-Teranga et Malicounda., 158 MMscfd de gaz devraient donc être transportés en moyenne vers ces zones. Si l'approvisionnement en gaz de GTA était inclus, cela nécessiterait le développement d'un pipeline de St Louis à Mboro, mais les flux de Mboro à Cap des Biches seraient les mêmes.

La capacité du gazoduc Mboro-Cap des Biches dépendrait du niveau de flexibilité de l'approvisionnement en gaz requis. Si toutes les centrales du Cap des Biches et de Bel-Air devaient fonctionner à 90% d'utilisation,

cela nécessiterait près de 200 MMscfd. La demande à Bel-Air étant bien moindre qu'à Cap des Biches, seule une petite ligne d'embranchement offshore serait nécessaire pour Bel-Air.

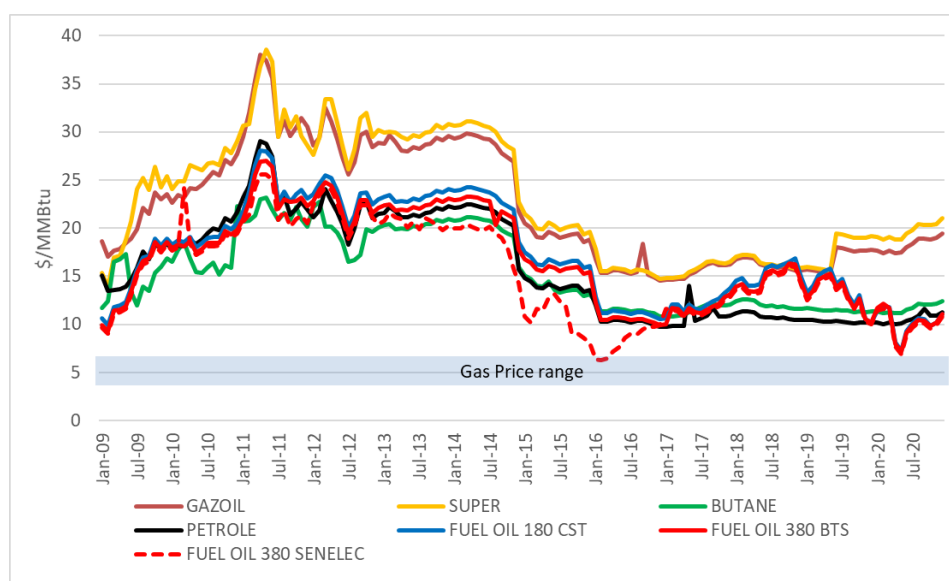
Un « breakdown » détaillé est fourni dans la section 2.3.8.

En termes de transmission de puissance électrique, cela est évidemment disponible pour les centrales électriques HFO existantes, mais devrait être agrandi pour tenir compte de la forte augmentation de capacité des nouveaux CCGT, en particulier de Mboro / Kayar. Nous comprenons qu'une expansion du réseau électrique est en cours.

2.3.1.5. Les retombées et implications pour le Sénégal

Une des principales raisons du passage de la production d'électricité alimentée au mazout lourd à l'énergie alimentée au gaz sont les économies de coûts réalisées grâce au gaz par rapport au HFO comme combustible, comme indiqué dans le tableau ci-dessous. Comme indiqué dans la section ci-dessus, les prix de l'électricité pour les centrales au gaz converties et nouvelles sont estimés respectivement entre 70 et 100 \$ / MWh et 70-85 \$ / MWh. Cela se compare aux niveaux de prix actuels d'environ 140-160 \$ / MWh (80-90 FCFA / kWh) basés sur la production d'électricité principalement alimentée au HFO. Nos conclusions sont étayées par des hypothèses sur le coût de construction et d'exploitation de la CCGT, dont un coût de la dette à 10 %, un ROE de 20 % avec des prix du gaz à 4-6 \$/MMBtu. Pour que la centrale électrique au gaz soit moins économique que la centrale HFO existante, les prix du gaz devraient être supérieurs à 10 \$/MMBtu, ce que nous ne considérons pas plausible. Le mode de développement des futures centrales au gaz reste à déterminer (centrales propres Senelec ou IPP), mais quel que soit le schéma retenu, l'impact sur le prix de l'électricité pour le système sera largement favorable.

Figure 28 Prix de gros des produits pétroliers - Prix de reprise TTC



Source: Consultant, ANSD

Une fois que le gaz domestique sera disponible, la conversion de l'usine existante alimentée au HFO et le développement de nouveaux IPP alimentés au gaz réduiront les émissions.

En termes de développement de projet, la construction et l'exploitation d'une centrale électrique au gaz sont bien comprises et relativement simples. Les principales considérations sont l'emplacement du site, les exigences en matière d'infrastructure - à la fois pour le raccordement au réseau électrique et pour l'approvisionnement en gaz, les plans d'exploitation, par ex. est-ce que l'usine doit fonctionner à charge de base ou à mi-valeur, comment cela va-t-il changer au fil du temps et tout impact sur les calendriers de maintenance et d'investissement à mi-vie. Notre compréhension est qu'il n'y a pas de sites concrets identifiés pour les nouvelles CCGT après 2025, mais ils sont susceptibles d'être construits dans les zones urbaines côtières où la demande est la plus élevée. La Senelec dispose d'un plan à long terme jusqu'en 2035, qui prend en compte la demande, les prévisions d'exploitation et le parc.

Les réserves de gaz projetées assurent une sécurité d'approvisionnement significativement accrue pour le Sénégal. Ils sont plus que suffisants pour répondre à la demande de gaz pour alimenter les centrales électriques au gaz pour leur durée de vie technique, non seulement pour la centrale du plan à long terme de Senelec, mais aussi pour la centrale supplémentaire que nous avons identifiée comme étant nécessaire pour répondre à l'électricité demandée sur la période 2035-2050. L'utilisation du GNL dans l'interim permet de commencer la conversion sans dépendre du calendrier des projets d'exploitation des champs gaziers. En

supposant que le contrat Karpower puisse être prolongé, l'utilisation du GNL offre une protection contre les retards dans la disponibilité du gaz domestique.

L'un des principaux avantages de l'option gas-to-power est l'impulsion qu'elle donne à la croissance économique et au développement des compétences et des capacités au sein de l'économie locale. Il y aura des besoins en emplois dans la construction de la centrale électrique elle-même, l'infrastructure associée (à la fois gaz et électricité) et dans l'exploitation et la maintenance. Bien que ceux-ci puissent avoir besoin d'être importés au départ, les programmes de transfert de connaissances et de formation permettront la croissance d'une base de compétences nationales. L'électricité moins chère aura des retombées bénéfiques pour les industries, les entreprises commerciales et les consommateurs d'électricité domestiques. Nous nous attendons à ce que cela entraîne une utilisation accrue de l'électricité pour des activités telles que la climatisation et la cuisine.

Nous avons proposé l'idée d'exporter l'excès d'électricité vers les pays voisins à moyen et long terme. À notre avis, la priorité devrait être d'utiliser le gaz pour fournir une électricité moins chère aux consommateurs industriels, commerciaux et domestiques du Sénégal et pour soutenir la croissance économique. Initialement, l'électricité au gaz sera nécessaire pour répondre à la croissance attendue de la demande intérieure, mais avec le temps, il y aura probablement une certaine capacité de réserve et/ou la possibilité de développer de nouvelles centrales spécifiquement pour le marché d'exportation. Cela dépendra d'un certain nombre de facteurs, notamment de la capacité de l'infrastructure de transport et des interconnexions, de la demande d'électricité dans les pays voisins, des écarts de prix relatifs, de l'utilisation des redevances du système et du niveau des pertes techniques. Notre analyse n'inclut pas les centrales au gaz spécialement développées pour les exportations, mais nous nous attendons à ce qu'il y ait de petits volumes d'électricité disponibles pour augmenter les niveaux d'exportation, avec un potentiel de hausse supplémentaire. Le Sénégal pourrait étudier la possibilité de vendre une alimentation électrique excédentaire aux pays voisins via les interconnexions électriques OMVS et OMVG existantes. OMVS et OMVG seront tous deux connectés au pool électrique ouest-africain, via un réseau de transport de 1 677 km 225 kV capable de supporter 800 MW. Les exportations d'électricité n'ont pas été examinées en détail par la Senelec mais doivent être approfondies.

Il existe une volonté politique claire de convertir les centrales au HFO existantes et de développer de nouvelles IPP au gaz. Nous constatons un fort soutien politique pour le développement des infrastructures de gaz et d'électricité qui devront avoir lieu en parallèle pour maximiser les avantages économiques.

Dans le cadre de cette option, de nouveaux acteurs entreront à la fois sur les marchés du gaz et de l'électricité, développant les marchés et permettant d'envisager une certaine libéralisation du marché à moyen terme. Avec les IPP, il est possible de permettre l'échange d'électricité, soit entre les producteurs et les fournisseurs aux clients finaux, soit directement avec les gros clients. Cela nécessiterait un développement plus poussé des règles du marché, de la réglementation et des contrats associés.

Pour faciliter la mise en œuvre, il est essentiel que les investisseurs gaziers, les développeurs d'IPP et les développeurs d'infrastructures soient clairs sur les structures réglementaires régissant les secteurs. Cela inclura les questions juridiques et fiscales, la clarté sur les restrictions sur les personnes pouvant assumer différents rôles au sein du secteur (par exemple, un producteur peut-il également fournir des clients finaux) ? La compréhension des priorités d'utilisation du gaz dans le cas d'une panne imprévue sera importante et peut avoir des implications pour le stockage sur site si la centrale électrique est située le long du même gazoduc.

Notre analyse fournit des points de vue sur les dépenses d'investissement et les besoins de financement des CCGT dans différents scénarios. L'enjeu majeur lié au financement de la production au gaz est d'ordre environnemental, compte tenu de l'objectif à long terme d'un monde bas carbone. En particulier à court et moyen terme, le fait que le Sénégal remplace la production au HFO par une production au gaz plus efficace et plus propre encouragera les financiers. À plus long terme, il sera important pour le Sénégal de démontrer clairement pourquoi la production d'électricité au gaz doit continuer à jouer un rôle majeur dans son économie et comment le secteur du gaz soutient le développement des énergies renouvelables intermittentes, réduisant ainsi les augmentations potentielles des émissions dans d'autres domaines. et comment la centrale minimise ses propres émissions grâce à l'utilisation de la technologie.

Bien que la centrale électrique au gaz soit plus respectueuse de l'environnement que la centrale HFO existante, il y a toujours des émissions associées. Les centrales hydroélectriques, éoliennes et solaires sont toutes plus propres. Cependant, il existe des limites au niveau des opportunités hydroélectriques au Sénégal, et les niveaux hydrologiques futurs doivent également être pris en compte lors de la prévision du niveau de production attendu de la centrale hydroélectrique. Les centrales solaires et éoliennes sont intermittentes et nécessitent donc une alimentation de secours. Le coût et la capacité des technologies renouvelables après 2035 sont encore incertains, nous nous attendons donc à ce que la production d'électricité au gaz au Sénégal joue un rôle clé d'ici 2050, bien que nous nous attendions également à voir une production renouvelable supplémentaire proposée dans les plans de Senelec.

Le projet de production d'électricité à partir du gaz aura des conséquences environnementales et sociales positives. Les émissions de GES seront réduites par rapport au scénario « Business As Usual (BAU) », ce qui aidera le Sénégal à respecter ses engagements de l'Accord de Paris. L'utilisation du gaz au lieu de charbon et de HFO réduira les émissions de NOx, de SO2 et de particules fines (polluants atmosphériques). Cependant, une augmentation des émissions de CO (polluant atmosphérique) est attendu par rapport au scénario BAU. La réduction des émissions contribuera fortement à l'amélioration de la qualité de l'air ambiant à Dakar et aura, par conséquent, un impact positif sur la santé humaine. Les estimations des émissions de GES et de polluants atmosphériques, ainsi que les estimations de réduction des émissions par rapport au scénario BAU sont présentées dans le rapport de la Phase 3.

La libération des emprises nécessaire pour la construction des installations de traitement et de transport de gaz, nécessaire pour la mise en œuvre du projet, aura des impacts socio-économiques négatifs et cela est évalué dans le rapport de la Phase 3.

2.3.2. Projets Industriels (Miniers inclus)

2.3.2.1. Description du projet

L'utilisation industrielle du gaz naturel se divise généralement en trois catégories :

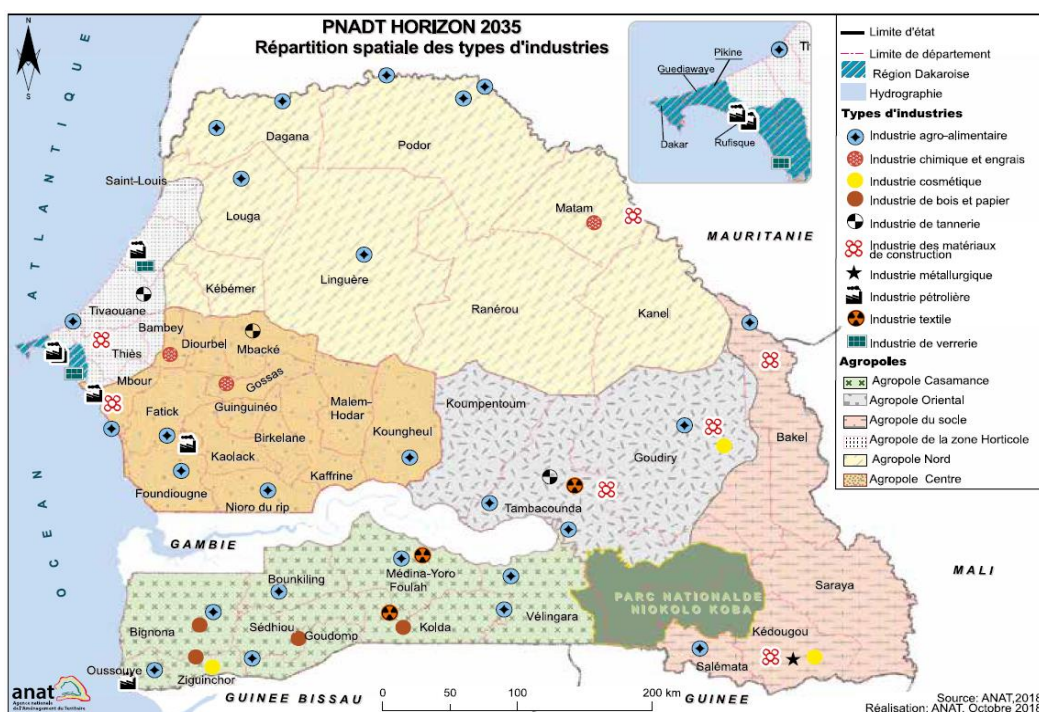
- la chaleur de procédé lorsque le gaz naturel est utilisé au cours de la fabrication pour fournir de la chaleur directe, par exemple pour le séchage ou pour la fusion des métaux, ou dans des fours (par exemple : ciment);
- la vapeur de processus, où le gaz naturel chauffe l'eau et la vapeur est utilisée pour divers processus;
- comme matière première, où les propriétés chimiques du gaz, c'est-à-dire du méthane, sont une matière première - l'engrais ammoniac-urée en est un exemple.

La demande du secteur industriel peut représenter une part majeure de la demande totale du gaz. Les industries qui nécessitent un apport énergétique important sont la production de ciment, de produits alimentaires, de textiles, de produits chimiques, de métaux, de verre et de céramique.

Le secteur industriel a un rôle clé dans l'économie sénégalaise, représentant environ 16% du PIB. Les secteurs qui devraient contribuer à la croissance sont les produits chimiques, les matériaux de construction et les secteurs de la fabrication générale. Les petits et moyens fabricants sont au cœur de la production industrielle du Sénégal, dont la majorité est située autour de Dakar.

Des plans nationaux de développement récents qui incluent des évaluations et des perspectives pour le secteur industriel ont été pris en compte pour cette analyse, notamment le Plan National d'Aménagement et de Développement Territorial, 2020 (PNADT) et le Plan Sénégal Emergent, Plan d'Actions Prioritaire 2A.

Figure 29 Plan industriel de développement au Sénégal



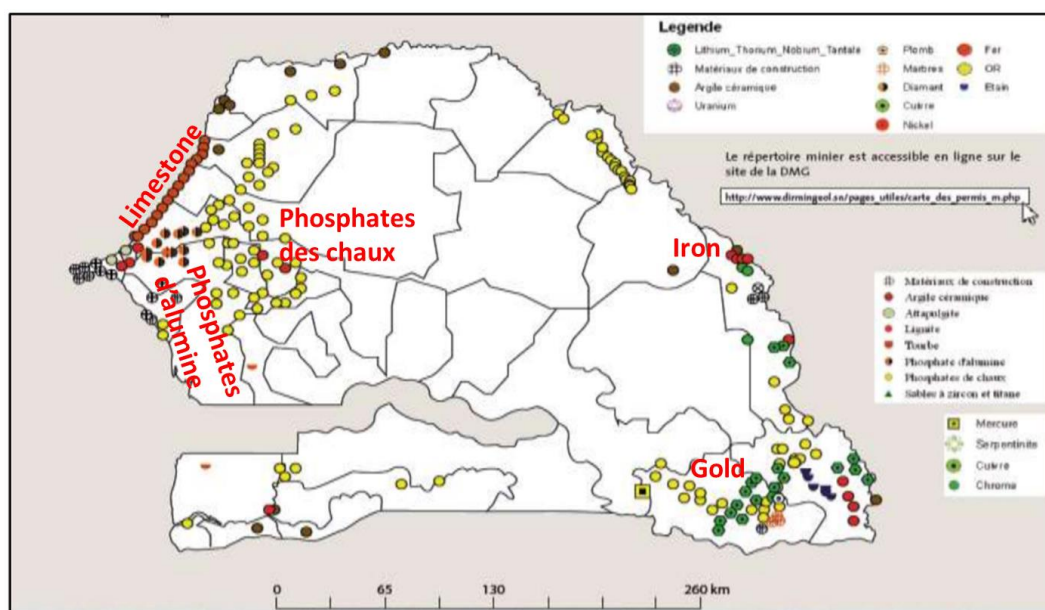
Source: PNADT

Le développement des zones économiques spéciales (ZES) ainsi que d'autres zones industrielles sont au cœur des plans du gouvernement pour l'expansion de l'économie et de la production manufacturière. Les trois premières ZES en cours de développement sont les ZES Diamniado, Sandiara et Diass, qui soutiennent déjà l'expansion des industries manufacturières.

Figure 30 ZES au Sénégal

Source: Consultant

L'expansion du secteur minier fait également partie intégrante de la croissance du secteur industriel au sens large. Il existe des zones dotées de ressources importantes, notamment les matériaux nécessaires à la production de ciment, d'engrais, d'acier et de produits chimiques. Le Sénégal possède d'importantes ressources minérales, notamment du phosphate, du calcaire et de la barytine, ainsi que des métaux précieux en plus des métaux de base tels que le fer et le cuivre. L'exploitation du phosphate est l'une des plus grandes industries du pays. L'exploration et la mise en valeur des métaux précieux, des métaux communs, des minéraux industriels, des minéraux lourds et des matériaux de construction sont toutes des priorités pour une expansion future. Une grande partie de l'exploitation minière du pays est située à l'ouest du Sénégal.

Figure 31 Carte des principaux gisements miniers au Sénégal

Source: ITIE Senegal

2.3.2.2. Le volume de ressource gazière nécessite

Une grande partie du secteur industriel/manufacturier au Sénégal consomme actuellement de l'électricité pour ses besoins énergétiques. Cependant, certains grands fabricants utilisent également du fioul et du gasoil pour le chauffage et la production d'électricité sur site. En cimenterie, cela représente une consommation d'environ 25 000 tonnes de Gasoil et 70 000 tonnes de Fioul 380 mais moins de 1 000 tonnes de Fioul 180 par an. Bien que nous ne disposions pas des données détaillées, nous estimons que 100 000 tonnes supplémentaires de gasoil sont utilisées dans l'industrie (sur un total de 1,1 million de tonnes pour le gasoil non électrique, soit environ 10 %) et 15 000 tonnes supplémentaires de fuel-oil 180, par an, à l'exclusion de la demande pour l'exploitation minière, qui est discutée séparément ci-dessous.

Si l'approvisionnement en gaz est disponible, étant beaucoup moins cher, il est susceptible de remplacer l'utilisation du gasoil et du fioul dans le chauffage industriel. Cependant, le remplacement de l'électricité par

le gaz ne serait envisagé que pour les plus grands fabricants où la production d'électricité sur site est moins chère que l'achat d'électricité au réseau (comme pour les cimenteries). Alors que nous commentons la demande potentielle de gaz des fabricants existants autour de Dakar, notre analyse se concentre sur le potentiel de nouvelles fabrications alors que l'économie sénégalaise continue de croître. Nous avons utilisé des références d'autres pays pour aider à informer les types et le nombre de fabricants et les niveaux potentiels de demande de gaz.

Pour comprendre la demande potentielle de gaz dans le secteur industriel au Sénégal, des perspectives de cas faible, de base et élevée ont été élaborées. La vue du scénario de base fournit le scénario de référence pour la demande potentielle de gaz, les cas bas et élevé illustrant potentielles gammes de demande qui pourraient être réalisées. Une approche ascendante a été utilisée pour dresser un tableau de la consommation fabrication par fabrication, en examinant la demande potentielle de différents types de fabricants dans les secteurs identifiés dans le PNADT.

Les perspectives de la demande de gaz tiennent compte des clients existants du secteur industriel qui pourraient passer à celui du gaz dont il est disponible, ainsi que de la demande potentielle de gaz des nouvelles usines et des fabricants. Des hypothèses ont également été faites sur la taille potentielle du fabricant en termes de production pour chaque secteur. Les hypothèses sur la taille du fabricant ont été fondées sur des évaluations des fabricants actuels du Sénégal ainsi que sur des exemples internationaux pertinents. Les perspectives ont ensuite été vérifiées par rapport à la demande de gaz des mêmes industries de taille comparable dans certains pays, notamment la Tanzanie, Israël, l'Égypte, le Kenya et le Ghana.

Figure 32 Exemple de demande de gaz industriel pour un fabricant dans chaque secteur

Type de fabricant	Production annuelle par usine	Type d'unité	m3 de gaz par unité de production	m3 de gaz par an	Bcm/an
Matériaux de construction	3.500.000	tonne	69.7	243.875.328	0,244
Verre	219.000	tonne	106.7	23.360.000	0,0234
Métallurgique	3.000.000	tonne	0.29	884.514	0,0009
Bois et papier	250.000	tonne	129.03	32.258.625	0,0323
Textiles	450.000	tonne	0.37	166.889	0,0002
Tanneries	3.600.000	mètres carrés	0.86	3.110.400	0,003
Plastiques et cosmétiques	12.500.000	kg	0.03	429.303	0,0004
Préparation des aliments	1.200.000	tonnes métriques	4.98	5.981.398	0,006
Ciment	3,500,000	tonnes métriques	3.69	12.918.890	0,0129

Source: Consultant

Ciment

Le seul utilisateur industriel actuel de gaz au Sénégal est la cimenterie de Sococim, dont on estime qu'elle utilise environ 0,5-2 MMscfd de gaz (0,005-0,02 bcm / an). L'usine de Sococim devrait s'étendre et la consommation augmentera en conséquence. En termes de demande potentielle supplémentaire de gaz du secteur du ciment, une demande supplémentaire devrait être observée avec la conversion des deux autres cimenteries existantes dans la zone autour de Dakar, les usines de Dangote et Ciment du Sahel. À long terme, il existe également un potentiel de demande supplémentaire de gaz provenant du secteur du ciment en raison du développement de nouvelles cimenteries. Les estimations de la demande de gaz des cimenteries converties et nouvelles sont basées sur les chiffres de consommation de l'usine de Sococim.

Cas faible: Dans le cas faible, l'expansion de l'usine de Sococim devrait augmenter la demande de 50% d'ici 2025. Aucune conversion des deux autres cimenteries existantes n'est supposée. En plus des deux conversions, trois nouvelles usines devraient voir le jour et consommer du gaz d'ici 2050.

Cas de base: Dans le cas de base, les hypothèses pour l'expansion de l'usine Sococim sont les mêmes que dans le cas bas. Au niveau des usines existantes, seul Ciment du Sahel devrait se convertir au gaz, ce qui se produira d'ici 2030. Quatre nouvelles cimenteries devraient être développées d'ici 2040 et trois autres devraient être développées d'ici 2050, ce qui représente le total nombre de cimenteries utilisant du gaz d'ici 2050 jusqu'à 10.

Cas fort dans le cas fort, l'expansion de Sococim est supposée être la même que dans les cas bas et de base. En termes de conversions, le Dangote et les Ciments du Sahel sont supposés se convertir au gaz d'ici

2030. Sept nouvelles cimenteries devraient être développées d'ici 2040, cinq autres d'ici 2050 avec un total de 15 cimenteries utilisant du gaz d'ici 2050.

Figure 33 Perspectives de la demande de gaz du secteur du ciment

bcm / an	2020	2030	2040	2050
Cas bas				
Sococim	0.013	0.013	0.013	0.013
Sococim expansion and Conversion		0.006	0.006	0.006
New Plant		0.019	0.039	0.058
Bas TOTAL	0.013	0.039	0.058	0.078
Cas de base				
Sococim	0.013	0.013	0.013	0.013
Sococim expansion and Conversion		0.026	0.026	0.026
New Plants		0.039	0.078	0.136
TOTAL base	0.013	0.078	0.116	0.174
Cas Haut				
Sococim	0.013	0.013	0.013	0.013
Sococim expansion and Conversion		0.045	0.045	0.045
New Plants		0.078	0.136	0.233
TOTAL Haut	0.013	0.136	0.194	0.291

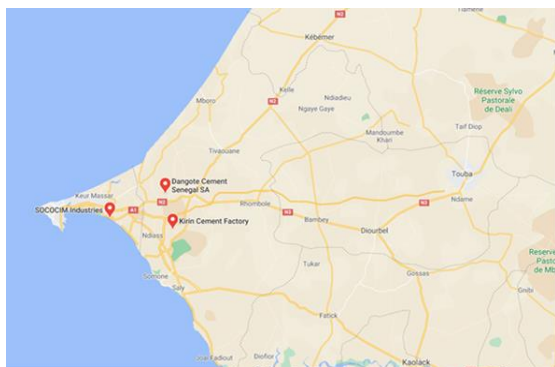
Source: Consultants

Autres secteurs

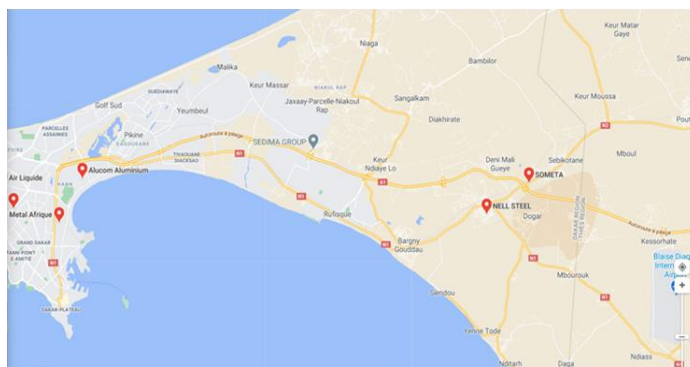
Comme pour le ciment, dans les cas faible, de base et haut, les fabricants existants dans d'autres secteurs autour de Dakar devraient passer au gaz dès qu'il sera disponible. Les produits manufacturés existants autour de Dakar comprennent ceux des secteurs de la transformation des aliments, de la tannerie, du textile, des plastiques, de l'acier, des produits chimiques, du papier et de la pharmacie, avec quelques exemples illustrés dans les cartes ci-dessous.

Figure 34 Exemple de sites de clients industriels existants autour de Dakar

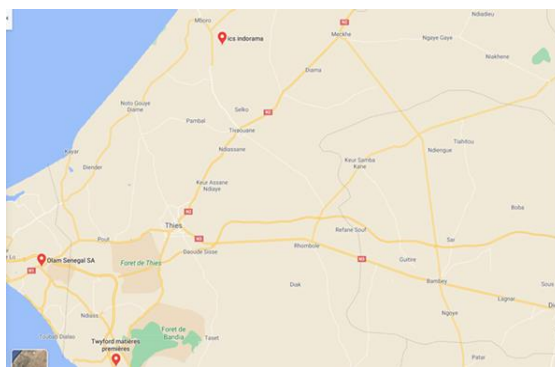
Cimenteries



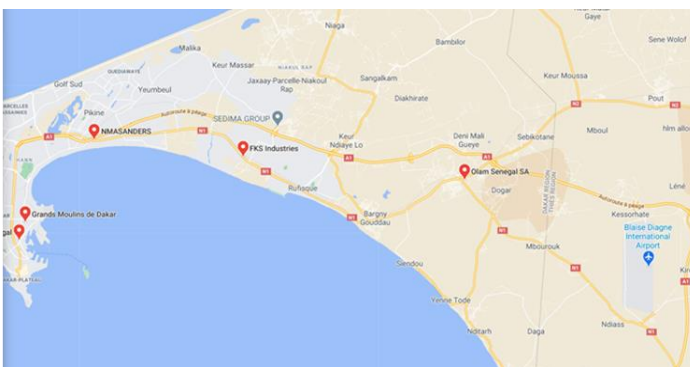
Fabricants métaux



Chimie



Food Manufacturers



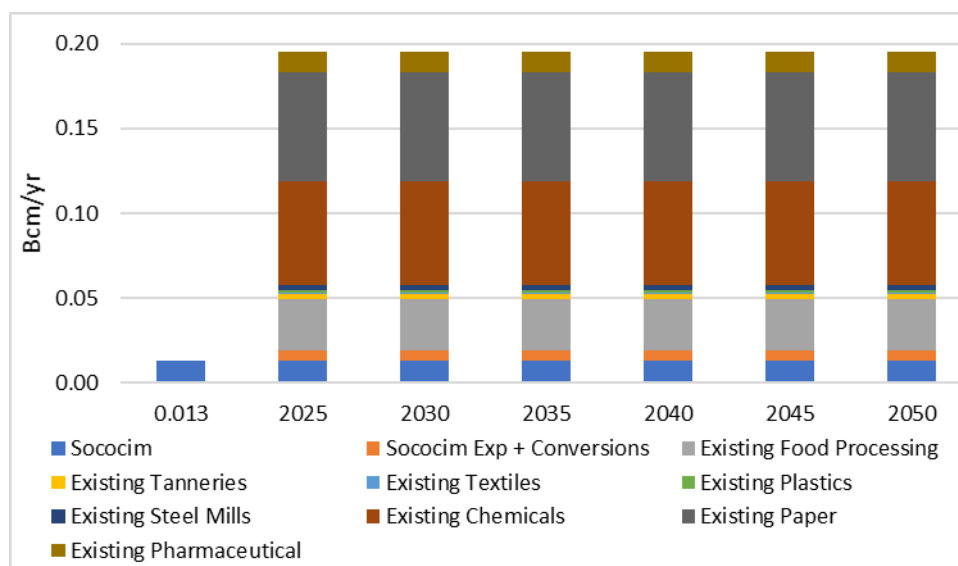
Le potentiel de demande de gaz des fabricants existants dans ces secteurs de passer au gaz devrait atteindre environ 0,176 bcm d'ici 2025. Cela fournira une tranche de la demande de gaz qui devrait rester stable dans les trois cas jusqu'en 2050.

Figure 35 Conversion des fabricants existants au gaz

Secteur	Nombre de fabricants	Demande estimée (bcm/an)
Préparation des aliments	5	0.003
Tanneries	1	0.001
Textiles	5	0.001
Plastiques	3	0.004
Aciéries	4	0.061
Produits chimiques	2	0.065
Papier et carton	2	0.012
Médicaments	2	0.030
TOTAL	24	0.176

Source: Consultants

Figure 36 Demande de gaz des fabricants existants à Dakar



Source: Consultants

En termes de nouveaux fabricants, de nombreuses nouvelles usines dans les secteurs de la transformation des aliments, du verre, des tanneries, du textile, des plastiques, de la chimie, de la fabrication de métaux, de l'acier, du papier et de la pharmacie devraient se développer au cours des 30 prochaines années alors que l'économie sénégalaise continue de croître, et la plupart seront de bons candidats pour l'utilisation du gaz. L'expansion de ces industries est prévue dans le PNADT et le développement potentiel des zones industrielles et des ZES contribuera à faciliter la croissance de ces secteurs. Le rythme de l'expansion industrielle et la croissance subséquente de la demande de gaz après 2025 diffèrent dans les perspectives de scénario bas, de base et élevé, comme indiqué ci-dessous.

Cas bas: Il y aura une expansion industrielle plus limitée dans les secteurs manufacturiers à long terme. On suppose que les nouvelles centrales seront mises en service et commenceront à utiliser du gaz d'ici 2030. La demande totale des nouveaux fabricants sera de 0,103 bcm d'ici 2030, de 0,296 bcm en 2040 et de 0,635 bcm en 2050.

Cas de base: les nouvelles usines utilisant du gaz devraient démarrer d'ici 2025. Cependant, à long terme, des niveaux d'expansion plus importants devraient être réalisés dans tous les secteurs manufacturiers d'ici 2050. La consommation totale des nouveaux fabricants sera de 0,079 bcm d'ici 2025, 0,260 bcm d'ici 2030, 0,659 bcm d'ici 2040 et 1,306 bcm d'ici 2050.

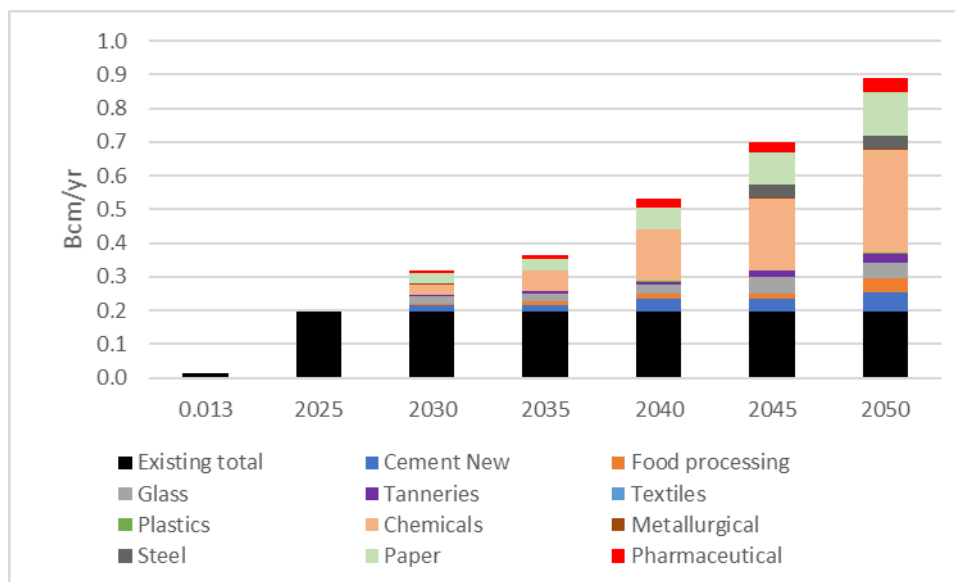
Cas fort: les nouvelles usines devraient être mises en service d'ici 2025, ce qui contribuera à faire passer la demande de gaz des nouvelles usines à 0,139 bcm d'ici 2025. Une forte expansion industrielle soutiendra la poursuite de la croissance à long terme avec la demande de nouveaux fabricants avec une demande augmentant à 0,333 bcm en 2030, 0,841 bcm en 2040 et 1,842 bcm en 2050.

Le nombre total de nouvelles usines / fabricants supposé dans chaque secteur dans les trois cas est indiqué dans le tableau ci-dessous.

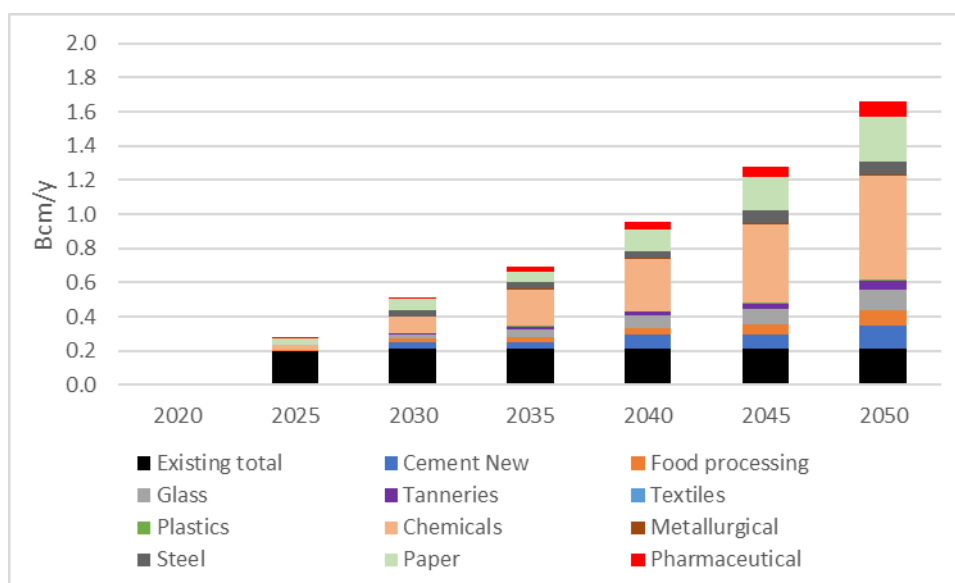
Figure 37 Demande nouveaux clients

bcm/an	2030	2040	2050	Nombre de fabricants
CAS BAS				
Préparation des aliments	0.006	0.018	0.042	7
Verre	0.023	0.023	0.047	2
Tanneries	0.003	0.009	0.025	8
Textiles	0.000	0.001	0.001	7
Plastiques	0.000	0.001	0.003	7
Produits chimiques	0.030	0.152	0.305	10
Métallurgique	0.001	0.003	0.005	6
Acier			0.037	1
Papier	0.032	0.065	0.129	4
Pharmaceutique	0.006	0.024	0.042	7
TOTAL Bas	0.103	0.296	0.635	59
CAS DE BASE				
Préparation des aliments	0.018	0.042	0.090	15
Verre	0.023	0.070	0.117	5
Tanneries	0.009	0.025	0.050	16
Textiles	0.001	0.001	0.003	15
Plastiques	0.001	0.003	0.006	14
Produits chimiques	0.091	0.305	0.609	20
Métallurgique	0.003	0.006	0.011	12
Acier	0.037	0.037	0.074	2
Papier	0.065	0.129	0.258	8
Pharmaceutique	0.012	0.042	0.090	15
TOTAL Base	0.260	0.659	1.306	122
CAS HAUT				
Préparation des aliments	0.02	0.06	0.13	22
Verre	0.05	0.09	0.16	7
Tanneries	0.02	0.04	0.07	22
Textiles	0.00	0.00	0.00	22
Plastiques	0.00	0.01	0.01	19
Produits chimiques	0.09	0.30	0.82	27
Métallurgique	0.00	0.01	0.02	17
Acier	0.04	0.07	0.11	3
Papier	0.10	0.19	0.39	12
Pharmaceutique	0.02	0.06	0.13	22
TOTAL Haut	0.333	0.841	1.842	173

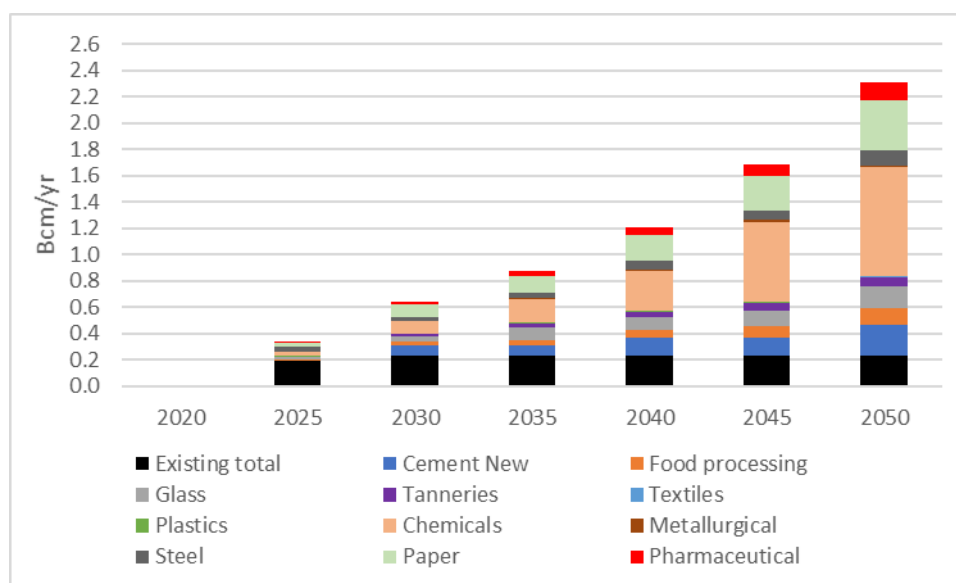
Source: Consultant

Figure 38 Cas Bas: Demande de gaz dans l'industrie

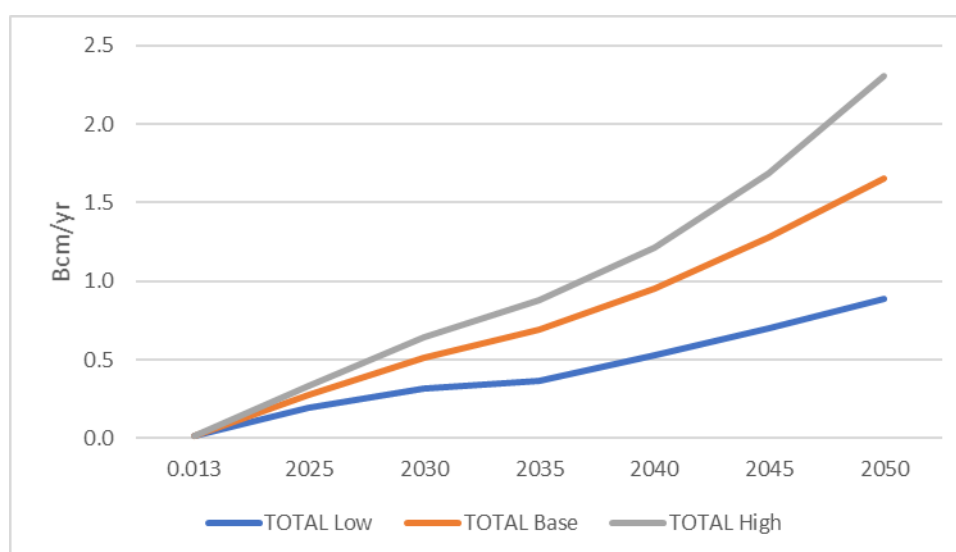
Source: Consultant

Figure 39 Cas de Base: Demande de gaz dans l'industrie

Source: Consultant

Figure 40 *Cas Haut: Demande de gaz dans l'industrie*

Source: Consultant

Figure 41 *Les 3 scénarios : Demande de gaz dans l'industrie*

bcm/an	2020	2030	2040	2050
Low	0.013	0.317	0.530	0.889
Base	0.013	0.513	0.951	1.656
High	0.013	0.645	1.211	2.309

Source: Consultant

Mines

La plupart des grandes mines ne sont pas connectées au réseau électrique et sont alimentées en électricité par leurs propres groupes électrogènes sur place. Dans les plans de fourniture d'électricité selon différents scénarios, Senelec a exposé les attentes en matière d'alimentation électrique du secteur minier, y compris des dispositions pour l'approvisionnement des opérateurs dans le sud-est du pays. Dans la mesure où les plans de Senelec ne sont pas concrétisés, il peut y avoir un bon potentiel d'approvisionnement en gaz du secteur minier pour une utilisation dans la production d'électricité au lieu d'un diesel plus coûteux ou d'un mazout moins efficace.

L'approvisionnement en gaz abordable sera déterminé par la proximité de la mine par rapport au réseau de transport de gazoduc. Les mines situées le long du tracé du pipeline peuvent être connectées économiquement par des pipelines de distribution. Ceux qui sont plus éloignés devraient envisager l'approvisionnement en gaz par camionnage au CNG ou au GNL, qui est également limité sur la distance ou

la quantité de gaz / GNL que le camion peut transporter. Comme détaillé dans la section 2.3.8.1, les fourchettes d'approvisionnement en GNL et CNG abordables par camion sont à moins de 100 miles (160 km) pour le CNG et à moins de 500 miles (800 km) pour le GNL. En effet, les camions ne peuvent généralement transporter qu'environ 4 tonnes de CNG contre environ 20 tonnes de GNL (en fonction des restrictions de poids des camions dans le pays ou la région). Cependant, le GNL doit être liquéfié, ce qui peut être un processus coûteux s'il n'est pas facilement disponible à partir d'une usine ou d'un terminal de GNL, ce qui rend le CNG plus courant. Pour le camionnage au CNG sur plus de 160 km, les économies de coût du carburant par rapport au diesel commencent à s'éroder car le coût du camionnage au CNG est environ 6 à 7 fois plus cher que le camionnage au diesel.

Les mines Phosphates d'Alumine de PALLO-LAMLAM, Projet de phosphate Baobab, Projet Baiti, Projet Niakhene, Exploitation de Zircon (Grande Côte), Les calcaires et argiles industriels sont toutes à moins de 145 km de Dakar et pourraient être reliées à des infrastructures de transport de gaz ou recevoir un approvisionnement en gaz CNG (en supposant qu'ils ne sont pas non plus connectés au réseau électrique). Cependant, les autres mines sont bien au-delà de cette distance, ne sont pas considérées comme des candidats pour de futurs prélèvements de gaz car le coût du transport rendra l'approvisionnement en gaz non rentable.

Figure 42 Principales réserves minérales par projet

Projets	Réserves	Production annuelle	Zones géographiques des gisements
Phosphates d'Alumine de PALLO-LAMLAM	1 milliard de tonnes dont 100 millions de tonne directement exploitables	890.000 (t)	14 Km au Nord-Est de la ville de Thies (84 Km de Dakar)
Phosphates de Matam	41,5 millions de tonnes de phospharenites fines	1,5 million de Tonnes	700 Km de Dakar, dans la partie Nord-Est du Sénégal
Projet de phosphate Baobab	41,8 millions de tonnes	750.000 (t)	145 Km à l'est de Dakar
Projet Baiti	40,5 millions de tonnes	Jusqu'e 300.000 (t)	80km à l'est de Dakar
Projet NIAKHENE	46 millions de tonnes	Jusqu'e 300.000 (t)	145km à l'est de Dakar entre les régions de THIES et LOUGA
Exploitation de l'or du Complexe Sabodala-Massawa	4 millions d'onces (environ 124 tonnes)	7 (t)	Région de Kédougou (Sud-Est)
Petowal Mining Company	30 tonnes	4,4 (t)	Région de Kédougou (Sud-Est)
Exploitation de Zircon (Grande Cete)	801 millions de tonnes de Sable	80.000 (t)	100 km au nord de Dakar
Projet de Fer de la Mines de Fer du Senegal Oriental (MIFERSO)[5]	630 millions de tonnes dont 372 millions d'hématite (minerai oxyd) et 258 millions de magnetite (minerai magnetique)	-	750 Km de Dakar dans la zone de Faleme
Les calcaires et argiles industriels	Non définies	4,5 millions de Tonnes	Les regions de Dakar et de Thies

Source: ITIE Senegal, <http://itie.sn/apercu-du-secteur/>

Le secteur minier consomme actuellement environ 80 000 tonnes de Gasoil, 30 000 tonnes de Fioul 180 et 33 000 tonnes de Fioul 380 par an. Ceci est basé sur les données de consommation de carburant fournies par le ministère de la Géologie, comme indiqué ci-dessous. Les données sont agrégées à partir des données par fournisseur de carburant mais pas pour chaque mine séparément.

Figure 43 Fuel Consumption in the Mining and Cement Sector in Senegal

		2018	2019	2020	
Produits	Clients finaux	Quantité (en tonnes)			Cumul
Gasoil	Cimenteries	20,488	20,987	24,895	112,301
	Mines	76,612	83,957	87,407	
FO 180	Cimenteries	689	225	633	32,456
	Mines	31,171	31,176	31,823	
FO 380	Cimenteries	75,510	71,623	69,935	103,554
	Mines	32,916	33,364	33,619	

Source: Ministère des Mines et de la Géologie

Nous ne sommes pas certains de la répartition entre la production d'électricité et les machines/le transport. Alors que le gaz peut plus facilement remplacer le gasoil et le fioul dans la production d'électricité sur site, il est moins facile de convertir des machines lourdes susceptibles d'utiliser du gasoil pour fonctionner au gaz.

Nous ne savons pas plus dans quelle mesure le secteur minier est alimenté en électricité par la Senelec. Avec une certaine certitude, nous pouvons affirmer que le mazout utilisé sera principalement destiné à la production d'électricité et pourra être remplacé par du gaz s'il est disponible. 66 000 tonnes de demande de fioul équivaldraient à environ 0,05-0,1 bcm/an. Avec des accès au gaz, les grandes mines peuvent être en mesure de produire leur propre électricité sur place, comme ils le font actuellement avec du fioul.

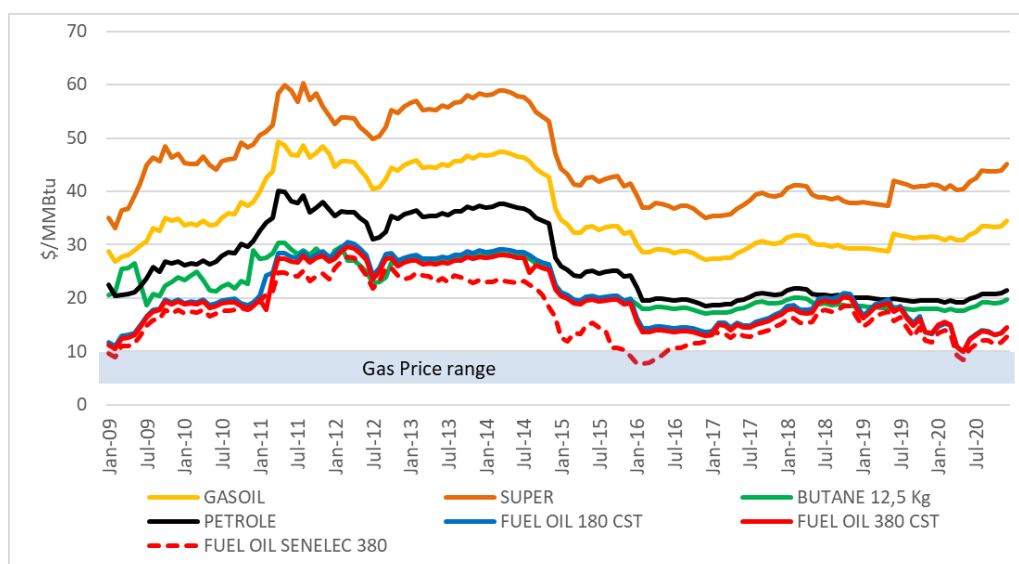
Dans le dernier plan de la Senelec (Plan de Production 2020-2035) ils prévoient de raccorder les mines suivantes au réseau électrique d'ici 2022 : Phosphates de Matam (38,4 GWh) ; Sabadola (165,6 GWh) ; Massawa RandGold (197,1 GWh) ; Mines de Fer Falémé (180 GWh) ; IAMGold (108 GWh) ; Groupe Mako (88,3 GWh) ; Makabigui (18 GWh) ; Investissement Africain (88,3 GWh) ; Atlas (63 GWh) ; Avenir (16 GWh). La plupart de ces mines ont une demande importante de production d'électricité. Une demande de 100-200 GWh équivaut à 25-50 MW de capacité de production d'électricité en supposant 4000 heures de fonctionnement par an (45 % d'utilisation, comme supposé par Senelec). Cela nécessiterait 1,6 à 3,2 MMscfd, soit l'équivalent de 12 000 à 25 000 tonnes par an. Cependant, à l'exception d'Avenir, la plupart de ces mines sont loin de Dakar, dans le sud-est du Sénégal ou vers la frontière avec le Mali et la Mauritanie. Comme indiqué dans la section 2.3.5, l'approvisionnement par pipeline des pays voisins est difficile étant donné le manque de demande de gaz. Même si l'approvisionnement des mines est inclus, il sera toujours en deçà des 1 000 à 2 000 MW requis pour justifier le pipeline. Compte tenu des distances, à des centaines de kilomètres de Dakar, le transport du gaz sous forme de GNL/CNG par camion n'est pas non plus rentable. Ceci est discuté plus en détail dans la section 2.3.8.4.

Les mines plus proches de Dakar pourraient plus facilement être desservies par pipeline ou par camion GNL/CNG. Cependant, il est probable que certaines des principales mines soient déjà connectées au réseau Senelec étant donné la proximité (et donc les 66 000 tonnes de fioul sont principalement consommées dans les mines plus éloignées au Sud-Est du Sénégal). Malgré les prix élevés de l'électricité au Sénégal, le coût de l'électricité devrait baisser avec la conversion et la nouvelle production majeure d'électricité au gaz. Si les mines sont déjà connectées au réseau, il sera difficile pour la production d'électricité à petite échelle sur site de rivaliser avec les coûts réduits d'alimentation électrique du réseau de la Senelec.

2.3.2.3. Les analyses économiques et financières réalistes

Comme indiqué ci-dessus, les fabricants existants dans la région de Dakar devraient passer au gaz dès qu'il sera disponible. Les prix du gaz devraient être compétitifs par rapport à l'offre existante de diesel et de HFO aux fabricants des industries autour de Dakar. Les prix de gros du gaz devraient se situer autour de 4-6 \$ / MMBtu. On suppose que cela comprend les coûts de traitement du gaz et de transport de gaz. Les clients industriels connectés au réseau de transport de gaz peuvent être supposés payer un prix similaire majoré du coût de raccordement et de réduction de la pression. Les clients connectés aux réseaux de distribution devraient être plus petits et devraient ajouter le coût de distribution, ce qui pourrait augmenter les prix à 8-10 \$ / MMBtu par exemple.

Figure 44 Prix finaux produits pétroliers au Sénégal



Source: Consultant, ANSD Senegal Data Portal

2.3.2.4. Exigences en matière d'infrastructure

Selon la taille du client, certains grands clients industriels peuvent être en mesure de prélever du gaz directement sur le réseau de transport. Ceci est courant pour les grands utilisateurs et peut être justifié économiquement lorsque le client investit dans le système de réduction de pression et de mesure (PRMS, 2 « pressure reduction and metering system ») requis. Comme cela peut être coûteux, il peut être intéressant pour un groupe de grands clients industriels dans la même zone géographique d'entreprendre conjointement cette activité et de partager les coûts. La connexion peut être réalisée par le transporteur de gaz (RGS), mais si elle est effectuée par un entrepreneur indépendant, elle doit répondre aux spécifications techniques énoncées dans la licence du transporteur.

Pour les autres petits clients industriels, il est peu probable qu'il soit possible de se connecter directement au réseau à haute pression et ils devraient attendre le développement de réseaux de distribution de gaz naturel à plus basse pression. Il est courant que les réseaux de distribution de gaz soient concédés par le gouvernement / transporteur de gaz pour le développement sous une base de franchise. Ceci est discuté plus en détail dans la section 2.3.8.1.

Le développement du secteur industriel en dehors de la région de Dakar pourrait offrir des opportunités d'expansion de l'utilisation du gaz dans le secteur industriel. La taille potentielle de la demande totale de gaz dans chaque zone industrielle devra être suffisante pour justifier le coût de l'extension du gazoduc et pour développer la nouvelle infrastructure de distribution nécessaire pour fournir le gaz à de nouveaux clients. Les ZES actuellement prévues (Diamniado, Sandiara et Diass) sont toutes situées au sud de Dakar et sont à bonne proximité du réseau potentiel d'infrastructures gazières et devraient donc être connectées à l'infrastructure de transport de gaz tandis que de nouvelles infrastructures de distribution seront développées au sein des ZES sur une base de franchise.

2.3.2.5. Les retombées et implications pour le Sénégal

Le Sénégal a un bon potentiel pour fournir du gaz au secteur industriel qui non seulement fournirait un marché majeur pour les ressources nationales en gaz du pays, mais aussi soutenir la croissance de l'économie en utilisant une source d'énergie bon marché avec des avantages pour l'emploi et les recettes d'exportation. De nombreux pays ont développé avec succès des secteurs industriels basés sur un approvisionnement en gaz compétitif. Le secteur industriel représente environ 24,4% du PIB du pays et environ 13% des emplois. La fourniture de gaz sur une base abordable et sûre soutiendra la croissance du secteur industriel, soutiendra la croissance économique et créera des opportunités d'expansion de l'emploi au Sénégal.

Le réseau de gazoducs devrait relier les centrales au gaz existantes et prévues dans et autour de la région de Dakar. De nombreux clients industriels existants se trouvent également sur ou à proximité de cette route.

Le Sénégal a un fort potentiel de développement de l'utilisation du gaz dans le secteur industriel, au profit de l'industrie gazière du pays ainsi que de l'économie en général. Même dans le scénario bas, la demande totale du secteur industriel pourrait atteindre 0.9 bcm d'ici 2050; dans le scénario High Case, il pourrait atteindre 2,3 milliards de mètres cubes d'ici 2050. .

L'approvisionnement en gaz naturel fournira non seulement aux clients une source d'énergie plus respectueuse de l'environnement par rapport aux alternatives aux produits pétroliers, mais devrait également permettre de réaliser des économies d'énergie significatives. Le gaz est beaucoup plus propre et efficace que les autres combustibles primaires utilisés dans le secteur industriel et minier, en particulier le HFO et le charbon, et est considérablement moins cher que le diesel.

Cependant, il est important de noter que la plupart des clients industriels ne représenteront pas une demande de gaz suffisante pour pouvoir assumer un rôle de charge d'ancrage. Par conséquent, les clients industriels devront être à portée raisonnable, idéalement, d'un réseau de distribution à basse pression ou d'un pipeline à haute pression (s'il existe dans la même zone des clients dont les besoins peuvent être regroupés) qui ont été développés pour desservir de gros clients tels que comme centrale électrique. Pour les clients miniers, susceptibles d'être encore plus éloignés, le raccordement au réseau de gazoducs peut se justifier s'ils sont situés à proximité du gazoduc, faute de quoi un approvisionnement en gaz par camion CNG serait nécessaire, nécessitant également une grande proximité.

Les prix en gros du gaz provenant de la production nationale devraient être d'environ 4 à 6 \$/MMBtu, y compris le coût du traitement et du transport du gaz. Tous les gros clients capables de prélever du gaz sur le réseau de transport peuvent s'attendre à payer cela plus des frais de raccordement et de réduction de

pression. Cependant, la plupart des clients du secteur industriel devraient être des acheteurs du système de distribution. Le développement du réseau de distribution requis pour la livraison du gaz aux secteurs industriels ne devrait pas être particulièrement complexe. Avec une grande partie du prélèvement industriel prévu dans et autour de la grande région de Dakar et des zones économiques spéciales (ZES), les zones de distribution seront bien placées pour la connexion aux lignes de transmission et pour l'alimentation des centres d'utilisateurs bien concentrés. Les coûts supplémentaires liés à la distribution pourraient amener les utilisateurs du secteur industriel à payer environ 8 à 10 \$/MMBtu. Cela devrait tout de même permettre des économies importantes par rapport au HFO et au diesel.

L'essentiel du développement de l'industrie gazière devrait actuellement se faire à Dakar et dans la région environnante. Cependant, dans d'autres régions du Sénégal, où de grands projets d'ancrage, tels que des centrales électriques au gaz, peuvent être développés, cela aiderait à soutenir l'approvisionnement en gaz de manière plus abordable pour les petits consommateurs de gaz et justifierait le développement de l'industrie du gaz au sens large dans différents Régions. Dans la plupart des autres régions/régions intérieures, la demande de production d'électricité ne sera pas suffisante pour envisager une nouvelle centrale électrique majeure étant donné la faible densité de population. Cependant, si une centrale électrique pouvait être développée pour les exportations d'électricité, cela pourrait justifier la construction d'une nouvelle centrale électrique et d'une infrastructure de transmission dans cette région.

Il sera essentiel d'établir un approvisionnement sûr avant que les clients industriels puissent commencer à utiliser massivement le gaz. Une fois passé au gaz naturel, aucune alternative d'approvisionnement n'est disponible pour les utilisateurs industriels par rapport à l'électricité, où d'autres centrales électriques, combustibles et formes de production sont disponibles si une centrale électrique venait à se déconnecter en raison du manque de matière première de gaz naturel. Les vastes ressources gazières du Sénégal offriront un degré élevé de sécurité d'approvisionnement à long terme. Cependant, il sera tout aussi important d'assurer la sécurité de la livraison du gaz grâce au développement d'un système de transport et de distribution bien planifié. Cela peut se faire en développant une source alternative d'approvisionnement en gaz naturel, y compris un acheminement différent vers le marché. La livraison de gaz provenant de multiples sources d'approvisionnement sur le marché via le réseau de transport offrira une forte diversité d'approvisionnement. Le système de distribution peut être utilisé pour prendre en charge des volumes stables et fiables dans les grappes industrielles existantes et planifiées.

En termes de nouvelles opportunités d'emploi, elles proviendront de plusieurs éléments. Les nouveaux emplois qualifiés seront soutenus directement par le développement, l'exploitation et l'entretien de l'infrastructure requise du gazoduc, des installations de traitement et des connexions aux sites des clients. Cela peut être fourni par RGS ainsi que par des acteurs privés. À mesure que l'économie sénégalaise se développe et que le secteur industriel bénéficie de la disponibilité de gaz domestique à un prix compétitif, il y aura des opportunités d'expansion des exportations du secteur manufacturier. Le Sénégal sera en mesure d'importer des matières premières destinées à être transformées dans les différents secteurs manufacturiers à développer dans le cadre des plans économiques à long terme du pays. Comme le carburant devrait soutenir la croissance de ces industries sera le gaz indigène économique, il sera possible pour les fabricants sénégalais de produire des biens à des prix compétitifs pour l'exportation. Les secteurs clés pour la croissance sont supposés être le verre, les produits pharmaceutiques, les produits chimiques et la fabrication de fer/acier et de papier.

En plus des propriétés de chauffage plus propres et plus efficaces du gaz, la livraison de gaz via des pipelines de transport et de distribution offre un moyen de transport plus sûr, plus fiable et plus respectueux de l'environnement que la livraison de carburants par camion. En termes d'alternatives au gaz à l'avenir, les énergies renouvelables ne devraient pas être en mesure de remplacer le gaz pour une utilisation comme matière première ou dans le chauffage, et bien que l'hydrogène puisse remplacer le gaz dans le chauffage, en Europe, cela ne devrait pas se produire à moyen terme. Dans l'exploitation minière, bien que le gaz soit moins cher, il peut être plus facile de remplacer l'utilisation du HFO et du diesel pour la production d'électricité sur site, mais pas nécessairement pour les machines minières.

La politique de tarification du gaz pour tous les clients industriels, en particulier les petits clients connectés au réseau de distribution, sera importante pour encourager la commutation et la croissance de la demande de gaz. L'un des domaines clés du soutien politique du gouvernement est le développement des réseaux de distribution. Les réseaux de distribution peuvent être planifiés en franchise ou en licence. Il est important d'équilibrer les besoins du titulaire de licence ayant le niveau de sécurité sur les clients dans cette région et les retours sur investissement avec les besoins et les droits des clients d'avoir un accès sécurisé au gaz à un prix compétitif. Le gouvernement peut déterminer les zones qui peuvent être attribuées pour les zones de distribution. En décidant des zones, les facteurs clés qui doivent être pris en compte incluent l'emplacement géographique en termes de distance au réseau de transport et la demande de gaz projetée dans la zone. Il devrait y avoir un fort intérêt de la part des acteurs internationaux potentiels pour le développement du système de distribution au Sénégal.

L'utilisation du gaz dans l'industrie aura des conséquences environnementales et sociales positives. Les quantités de GES émises par le secteur industriel seront réduites par rapport au scénario BAU, ce qui aidera le Sénégal à respecter ses engagements de l'Accord de Paris. L'utilisation du gaz au lieu de charbon réduira les émissions de NOx, de SO2 et de particules fines (polluants atmosphériques). Cependant, une augmentation des émissions de CO est attendu par rapport au scénario BAU. La réduction des émissions contribuera à l'amélioration de la qualité de l'air ambiant et aura, par conséquent, un impact positif sur la santé humaine. Les estimations des émissions de GES et de polluants atmosphériques, ainsi que les estimations de réduction des émissions par rapport au scénario BAU sont présentées dans le rapport de la Phase 3.

2.3.3. Projets d'engrais et pétrochimie (la production de méthanol et d'ammoniac)

2.3.3.1. Description du projet

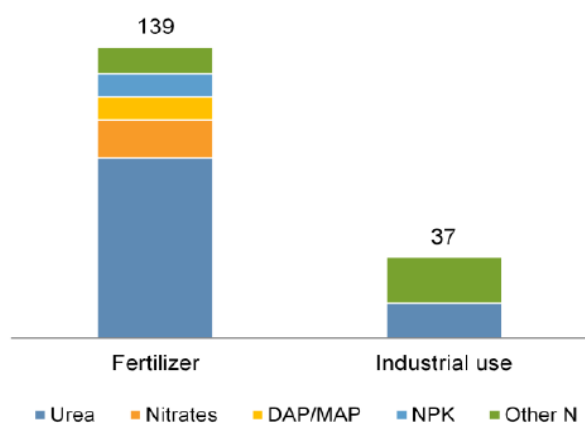
Le gaz peut être traité et converti en deux produits faisant l'objet d'un commerce international, à savoir l'ammoniac et le méthanol.

Ammoniac

L'ammoniac anhydre est une forme d'azote très concentrée (82% N). L'ammoniac est produit en faisant réagir de l'azote (de l'air) avec de l'hydrogène (du gaz ou du naphta) en présence d'un catalyseur (fer ou ruthénium) à haute pression et température grâce au procédé Haber-Bosch. L'hydrogène est produit par réaction du gaz naturel avec de l'eau à haute température et pression - reformage à la vapeur. Cette conversion est généralement effectuée à 150–250 bar et entre 300–550 ° C. L'ammoniac est un gaz incolore mais est également un bon réfrigérant et est donc généralement stocké, transporté et vendu sous forme liquide.

Plus de 80% de l'ammoniac produit est utilisé dans l'industrie des engrais. Lorsqu'il est appliqué sur le sol sous forme de sels, de solutions ou sous forme anhydre (directement), il contribue à augmenter les rendements des cultures telles que le maïs et le blé. Les engrais sont à base de composés azotés, phosphorés et / ou potassiques. L'azote est le nutriment primaire le plus important, représentant 57% de la consommation totale. Les engrais phosphorés (phosphate) et potassiques, qui représentent 24% et 19% de la consommation totale, sont principalement appliqués pour améliorer la qualité des cultures. Tous les produits à base d'azote (nitrate d'ammonium, sulfate d'ammonium, nitrate d'ammonium de calcium et urée) sont communs avec l'urée (qui est l'ammoniac réagissant avec le dioxyde de carbone), les granules, les granulés, les cristaux étant les plus courants.

Figure 45 Usage d'Ammoniac (mt)



Outre les engrais, l'ammoniac est également utilisé dans le secteur industriel:

- En tant que source de protéines dans les aliments du bétail pour les animaux d'élevage
- Dans la fabrication d'acide nitrique; colorants; médicaments; produits de beauté; fibres textiles synthétiques
- Neutralisation des constituants acides du pétrole brut
- Traitement des eaux et des eaux usées
- En tant que réfrigérant dans les systèmes de réfrigération industriels dans les industries agroalimentaire, des boissons, de la pétrochimie et des chambres froides
- Pour la pâte de bois dans l'industrie des pâtes et papiers

Source: Fertecon

Méthanol

Comme pour la première étape de la production d'ammoniac, dans la production de méthanol, le gaz naturel (ou charbon) est converti en hydrogène gazeux par reformage à la vapeur. Celui-ci est ensuite mélangé avec du monoxyde de carbone et mis à réagir sur un catalyseur (un mélange de zinc, de cuivre et d'alumine) à 50-100 bars et 250 ° C. Une fois pressurisé et distillé, il donne alors du méthanol pur. Le méthanol peut également être produit à partir du charbon - mais ce n'est courant qu'en Chine.

Le méthanol est utilisé pour produire d'autres dérivés chimiques, qui à leur tour sont utilisés pour fabriquer des produits de tous les jours, tels que des matériaux de construction, des mousses, des résines, des plastiques, des peintures, du polyester et une variété de produits de santé et pharmaceutiques. Les principaux dérivés sont le formaldéhyde (30%), le méthyl tert-butyl éther (MTBE) (13%) et l'acide acétique (9%). D'autres dérivés comprennent la fabrication de DMT, de MMA, de chlorométhanes, de méthylamines, d'éthers méthyliques de glycol. La demande de production de formaldéhydes est tirée par l'industrie de la construction pour produire des adhésifs pour la fabrication de divers produits de panneaux de construction. Le méthanol a récemment connu une demande en croissance rapide dans les applications de carburant pour le mélange direct dans l'essence (14%), l'éther diméthylque (DME) (7%) et le biodiesel (2%). Les applications de mélange d'essence pour le méthanol sont déjà courantes en Chine où il est mélangé avec de l'essence (15:85) sans qu'il soit nécessaire de repenser les moteurs. Le méthanol est également utilisé pour fabriquer du MTBE, qui est ajouté à l'essence dans de nombreux pays pour réduire les «coups». La croissance de la demande de méthanol pour les carburants devrait principalement provenir de la Chine.

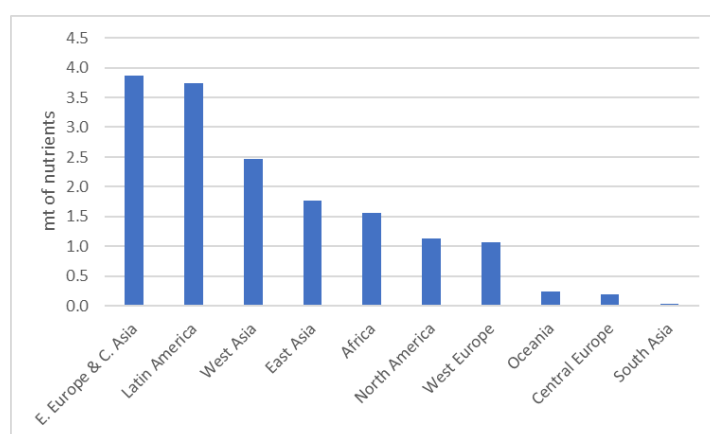
2.3.3.2. Le volume de ressource gazière nécessaire

Trading d'Ammoniac et Méthanol

L'ammoniac et le méthanol sont produits et consommés dans le monde. La demande mondiale totale en 2020 était d'environ 181 mtpa pour l'ammoniac et d'environ 100 mtpa pour le méthanol. Cependant, en comparaison, le commerce international est relativement faible, à environ 20-30 mtpa pour chaque produit. Par conséquent, les principales exportations ne proviennent que de quelques pays, les principaux consommateurs importent mais ayant également leur propre production. La Chine est de loin le plus grand producteur et consommateur d'ammoniac (> 50 mtpa), suivie de la Russie, de l'Inde et des États-Unis (10-15 mtpa chacun). La Chine est largement autosuffisante et dépend peu des importations. La Chine a réduit sa consommation d'ammoniac suite à la mise en œuvre de politiques environnementales plus strictes.

Les principaux exportateurs mondiaux d'ammoniac sont la Trinité-et-Tobago (4,6 mtpa), la Russie (3,7 mtpa), l'Arabie saoudite (1,4 mtpa), l'Algérie (1,3 mtpa), le Canada (1,3 mtpa) et l'Indonésie (1,1 mtpa). Les principaux importateurs mondiaux d'ammoniac sont les États-Unis (4,8 mtpa), l'Inde (2,7 mtpa), le Maroc (1,1 mtpa), la Corée du Sud (1 mtpa) et la Chine (0,5 mtpa).

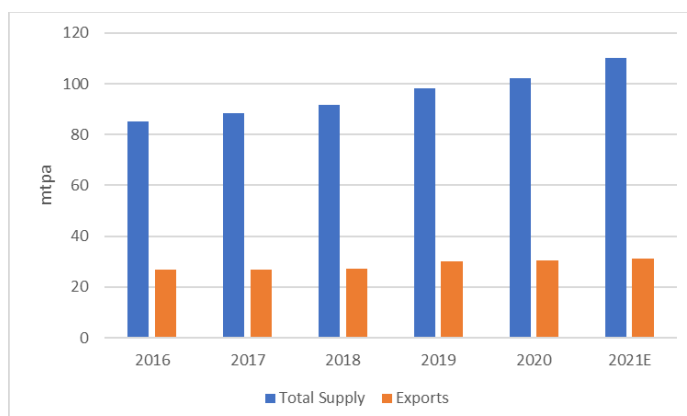
Figure 46 Exportations d'Ammoniac par region, 2019



Source: IFA

En termes de méthanol, Trinité-et-Tobago, l'Arabie Saoudite, l'Iran, Oman et les États-Unis sont parmi les plus grands exportateurs de méthanol au monde. La Chine est également l'un des principaux importateurs de méthanol, tout comme les États-Unis, les Pays-Bas, la Corée du Sud et l'Inde. Alors que la production internationale de méthanol a connu une croissance régulière ces dernières années, les exportations sont restées relativement stables. Les importations américaines proviennent principalement d'Amérique latine (Trinidad, Venezuela et Chili), tandis que les importations européennes proviennent du Moyen-Orient (Arabie saoudite et Iran), d'Afrique (Libye, Guinée équatoriale et Égypte) et de Russie. L'Asie, et en particulier la Chine, est largement autosuffisante et dépend relativement peu des importations. Les exportations mondiales de méthanol devraient être d'environ 31 tonnes en 2021, contre 30,5 tonnes en 2020. L'offre totale devrait dépasser 100 tonnes, la majeure partie de cette croissance provenant de la demande et de la production de la Chine.

Figure 47 Fourniture et exportations de méthanol



Source: Methanol Institute

Demande au Sénégal

Le Sénégal importe actuellement environ 20 000 tonnes d'ammoniac anhydre et environ 10 000 tonnes de méthanol.

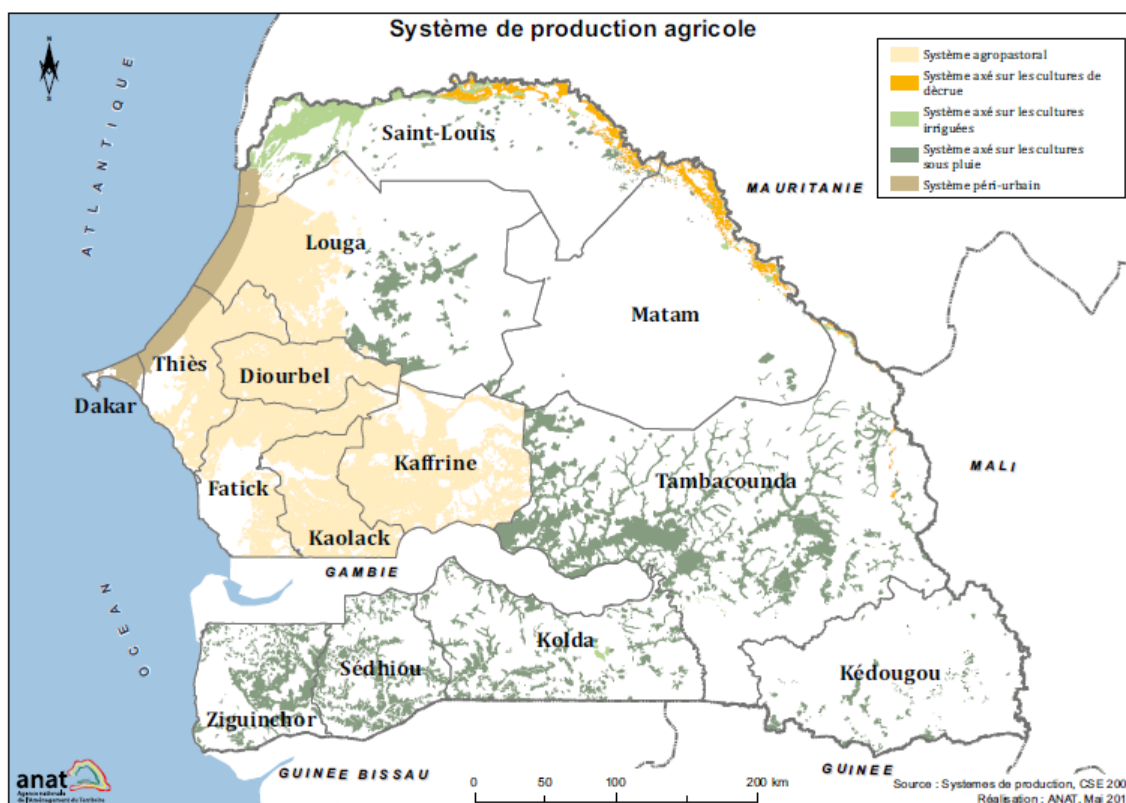
Figure 48 **Sénégal – Importations d'ammoniac et méthanol**

Tonnes	Ammoniac anhydre	Monoalcools saturés: Méthanol (alcool méthylique)
2015	6024	3621
2016	13887	67014
2017	32883	17404
2018	17258	15647
2019	23091	1111
2020	19661	2412

Source: Petrogaz

Comme indiqué ci-dessus, l'ammoniac anhydre est principalement utilisé dans le secteur des engrais. Au Sénégal, le secteur agricole représente environ 15% du PIB.¹ Cependant, les sécheresses récurrentes constituent un défi pour le secteur et, par conséquent, le Sénégal importe environ 70%² de ses besoins alimentaires. Environ 88 780 km², soit 46% des terres du pays, sont agricoles.³ Les principaux produits agricoles sont le riz, le blé, le maïs, les oignons, l'huile de palme, le sucre et les pommes de terre. Les principales exportations agricoles du Sénégal sont les arachides et le coton.

Figure 49 **Localisation des systèmes de production agricole au Sénégal**



Source: PNADT

Le gouvernement investit pour soutenir l'expansion du secteur agricole. Le gouvernement s'est engagé à porter le budget du programme agricole du pays à 100 millions de dollars pour 2020/2021. L'investissement est destiné à aider à soutenir la reprise post-COVID du secteur agricole. Les subventions aux engrais représentent environ 40% du budget du programme agricole du gouvernement pour 2020/2021. Cela fournira des subventions pour environ 150 000 tonnes d'engrais, soit une augmentation de 25% par rapport

¹ <https://www.trade.gov/country-commercial-guides/senegal-agricultural-sector>

² <https://www.ifad.org/en/web/operations/w/country/senegal>

³ <https://data.worldbank.org/indicator/AG.LND.AGRI.ZS?locations=SN>

à 2019/2020. Les subventions fournissent une subvention de 50 à 55% pour les différents engrais et ne sont pas liées à des cultures spécifiques.⁴

Projet au Sénégal

Malgré des importations beaucoup plus faibles d'ammoniac et de méthanol à usage local, dans le développement de projets d'exportation de gaz, comme avec d'autres grands pays producteurs de gaz, il existe un potentiel pour le développement d'un grand projet d'exportation d'engrais et / ou de méthanol au Sénégal. Cela ne serait pas axé sur les besoins du marché local, mais devrait être à l'échelle mondiale pour être compétitif sur le marché international. Les usines de méthanol et d'ammoniac à l'échelle mondiale produisent généralement entre 2 500 et 3 500 tonnes par jour ou entre 0,9 et 1,25 mtpa. Pour ce qui est des besoins d'approvisionnement en gaz, une usine d'ammoniac ou de méthanol de 3 000 t / jour nécessiterait 80 MMscf/j ou 0,8 bcm par an. Ceci est basé sur 28 MMBtu (ou 7 GCal) de gaz naturel pour produire 1 tonne d'ammoniac ou de méthanol, et comprend une hypothèse d'utilisation de 20% de gaz dans le processus de production.

Une production de 1 mtpa signifierait que plus de 900 000 t devraient être exportées. Cependant, il est peu probable que cela soit absorbé par les pays voisins de la région, ce qui signifie que des exportations internationales par voie maritime seraient nécessaires. Étant donné que des problèmes d'échelle et de marché similaires s'appliqueraient à une usine de méthanol, cela signifierait alors que toute usine potentielle d'ammoniac ou de méthanol devrait être située sur la côte, à proximité de l'approvisionnement en gaz à terre.

Malgré l'augmentation de la demande mondiale d'ammoniac et de méthanol, peu de nouveaux projets d'exportation à l'échelle mondiale ont été développés, les principaux pays importateurs étant devenus plus autosuffisants. Cela a conduit à une baisse des prix et le marché est devenu de plus en plus compétitif pour les fournisseurs existants. Cependant, de grands projets dans d'autres pays sont toujours à l'étude.

Au Nigéria, NNPC et DSV Engineering développent une usine de méthanol qui devrait avoir une capacité de production de 10 000 tonnes par jour (3,5 mtpa). L'usine sera approvisionnée par Shell avec 500 MMscfd de gaz humide via un pipeline de 30 km. L'usine disposera d'une installation de traitement de gaz d'une capacité de 300 MMscfd. Le méthanol produit sera acheté par BP Oil International dans le cadre d'un accord de prélèvement de 6 milliards de dollars sur 10 ans signé en 2017.⁵ Le projet devrait coûter 3 milliards de dollars. Au Nigéria également, NNPC et ses partenaires et OSP, la société publique marocaine de phosphates à 95%, prévoient de développer une usine à Akwa Ibom avec une capacité de production annuelle de 1,5 mtpa d'ammoniac et 1 mtpa d'engrais. L'engrais devrait être destiné à un usage local, mais 70% de l'ammoniac serait exporté au Maroc pour fabriquer de l'engrais. Le projet devrait coûter 1,4 milliard de dollars.⁶

Plusieurs autres usines à l'échelle mondiale sont prévues à travers l'Afrique, notamment: une usine d'ammoniac (et d'urée) de 2 200 t / jour au Gabon; une usine d'ammoniac de 1 725 t / jour au Mozambique; un projet de méthanol et d'ammoniac développé conjointement au Mozambique, chacun d'une capacité de 3 000 t / jour; et un projet de 3 000 t / jour d'ammoniac et un autre projet de méthanol de 3 000 t / jour en Tanzanie. Cependant, il n'y a pas eu beaucoup de progrès dans ce domaine au cours des dernières années.

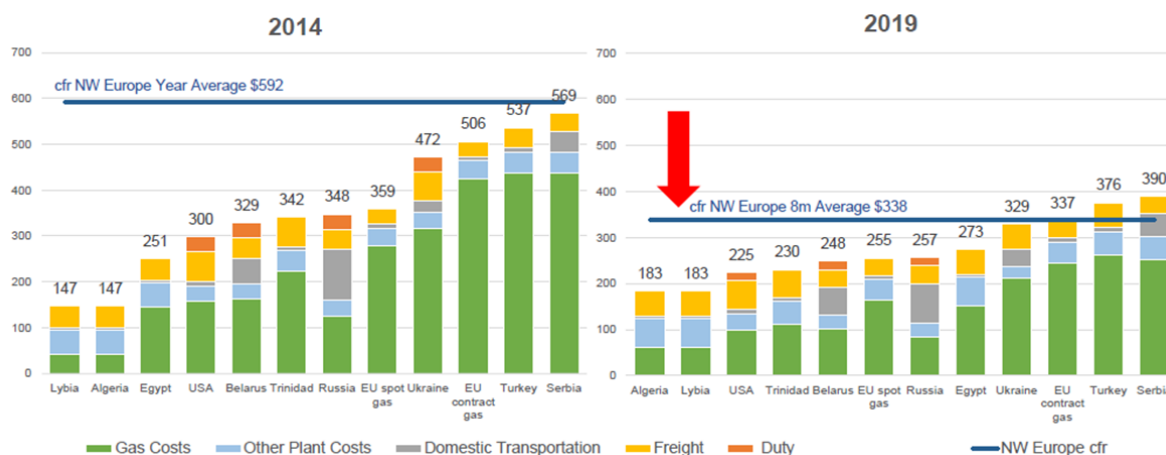
2.3.3.3. Les analyses économiques et financières réalistes

En plus de l'échelle, la production d'ammoniac et de méthanol nécessite une production locale de gaz à faible coût afin d'être compétitive par rapport à d'autres fournisseurs internationaux, qui ont eux-mêmes développé des usines il y a de nombreuses années sur la base d'un gaz à faible coût ou même subventionné. Cependant, comme indiqué ci-dessus, les marchés internationaux de l'ammoniac et du méthanol sont compétitifs. Les prix moyens de l'ammoniac en Europe du Nord-Ouest ont considérablement baissé, passant de 600 USD / t en 2014 à environ 300 USD / t en 2019.

⁴https://apps.fas.usda.gov/newgainapi/api/Report/DownloadReportByFileName?fileName=Senegal%20Agricultural%20Program%202020-21_Dakar_Senegal_12-09-2020

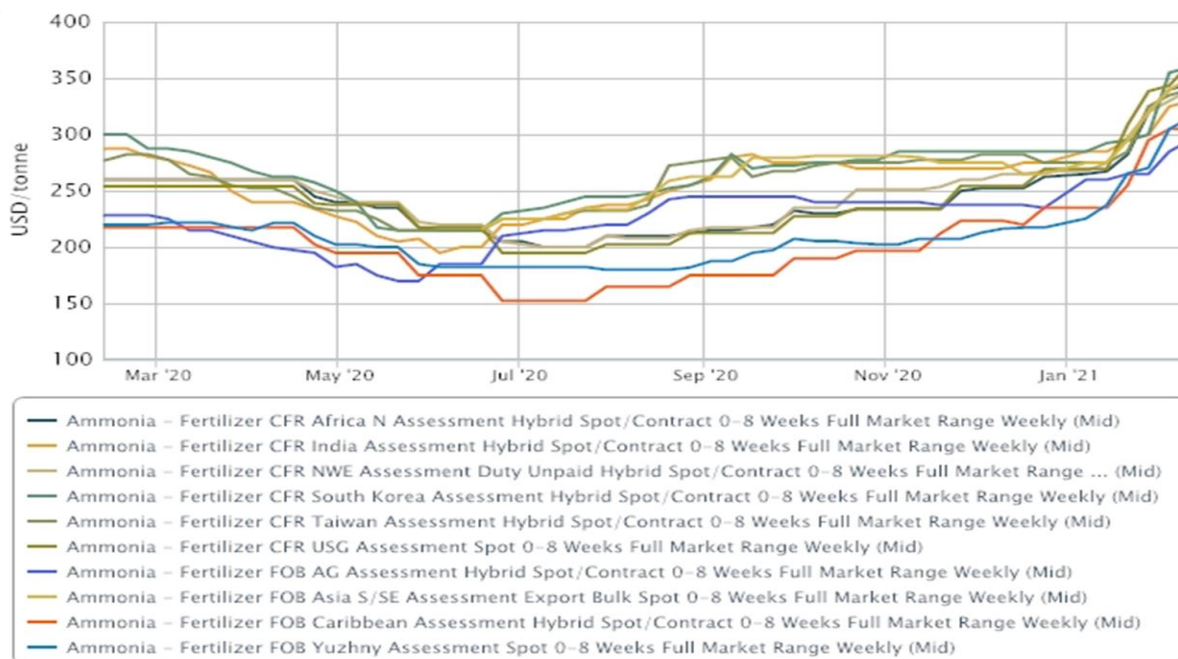
⁵ <https://www.globalconstructionreview.com/news/nigeria-gives-green-light-3bn-methanol-plant-end-d/>

⁶ <https://businessday.ng/news/article/nsia-ocp-morocco-seal-1-4bn-deal-to-produce-ammonia-in-nigeria/>

Figure 50 Prix d'Ammoniac par pays - 2014 vs 2019 (\$/t)

Source: Fertecon

Depuis lors, les prix internationaux ont encore baissé en raison de la baisse de la demande suite à l'apogée de la pandémie COVID, mais se sont rétablis plus récemment à environ 300-350 \$ / t.

Figure 51 Prix Internationaux d'Ammoniac Mars 2020 – Mars 2021

Source: ICIS

Coûts Capex et Opex

Un projet potentiel d'ammoniac au Sénégal avec une production de 2 700 t / jour (environ 1 mtpa) nécessiterait un approvisionnement en gaz d'environ 85 MMscfd. On estime que les coûts de l'usine incluent des Capex d'environ 1 milliard de dollars et des Opex de 50 dollars million par an (estimés à environ 5% du coût total en capital (hors gaz combustible)).

Les coûts de production

Nous avons entrepris une analyse économique (actualisation des flux de trésorerie ou DCF) pour déterminer un tarif compétitif pour la production d'ammoniac sur la base d'hypothèses relatives aux coûts (estimations CAPEX et OPEX discutées ci-dessus), au niveau d'endettement (avec une simple répartition des fonds propres, illustrée ci-dessus) et au chiffre d'affaires (frais de péage, capacité) et autres hypothèses financières / commerciales (présentées ci-dessus). Les coûts / tarifs unitaires sont déterminés en divisant le revenu annuel minimum requis pour couvrir les coûts d'investissement et d'exploitation (du modèle DCF) par l'ammoniac produit chaque année plus le coût de l'approvisionnement en gaz.

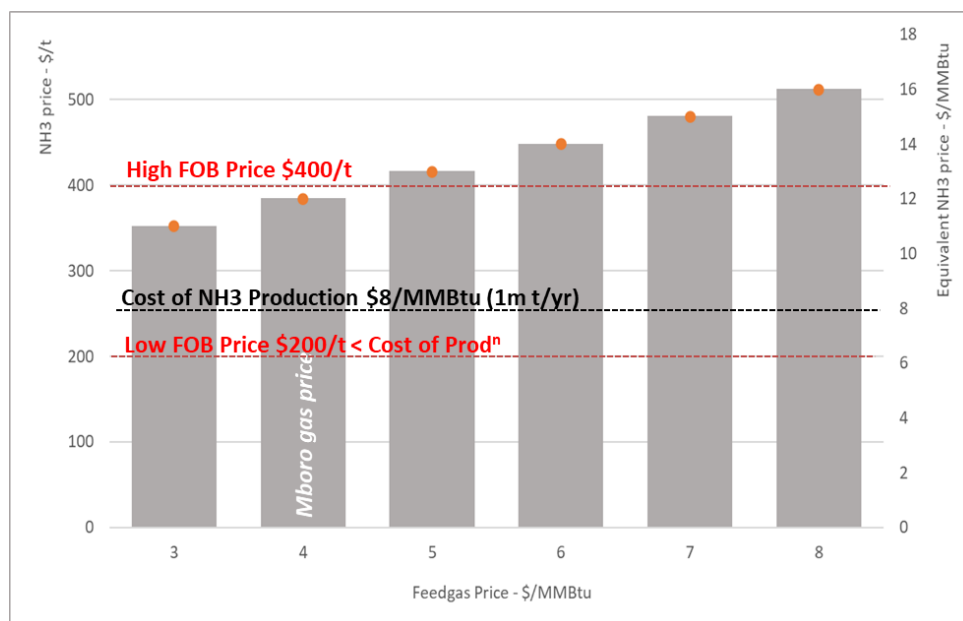
Figure 52 Hypothèses sur les coûts d'ammoniac et de méthanol

Hypothèse	Valeur
Partage équitable	30%
Rendement des capitaux propres	20%
Part de la dette	70%
Coût de la dette / intérêts	10%
Taux de couverture	1.43
Dépréciation	20 ans
Imposition	30%

Source: Consultant

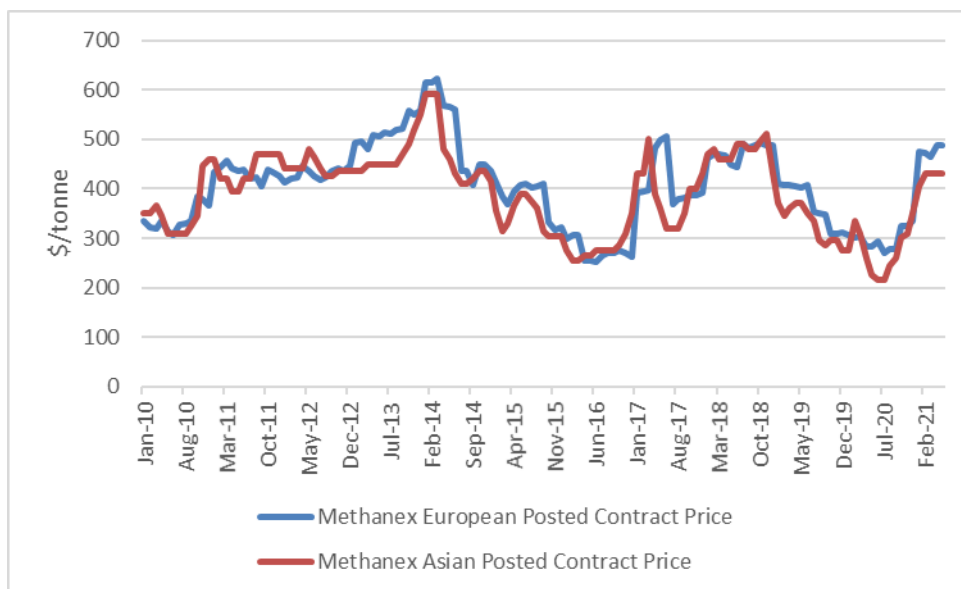
Les coûts de production sont estimés à environ 8 \$ / MMBtu ou environ 250 \$ / t. Ceci, combiné avec le coût de l'approvisionnement en gaz, déterminera le prix de vente de l'ammoniac requis. Les prix de l'ammoniac requis en fonction des différents coûts d'approvisionnement en gaz sont indiqués dans le tableau ci-dessous.

Dans le marché actuel, où les prix de l'ammoniac sont de 350 \$ / t, cela indique que les coûts d'approvisionnement en gaz devraient être de 3 \$ / MMBtu ou moins pour que le projet soit compétitif à l'échelle internationale. Cela se compare aux prix moyens à l'importation du Sénégal estimés à 300 \$ / t en 2020 et 2019.

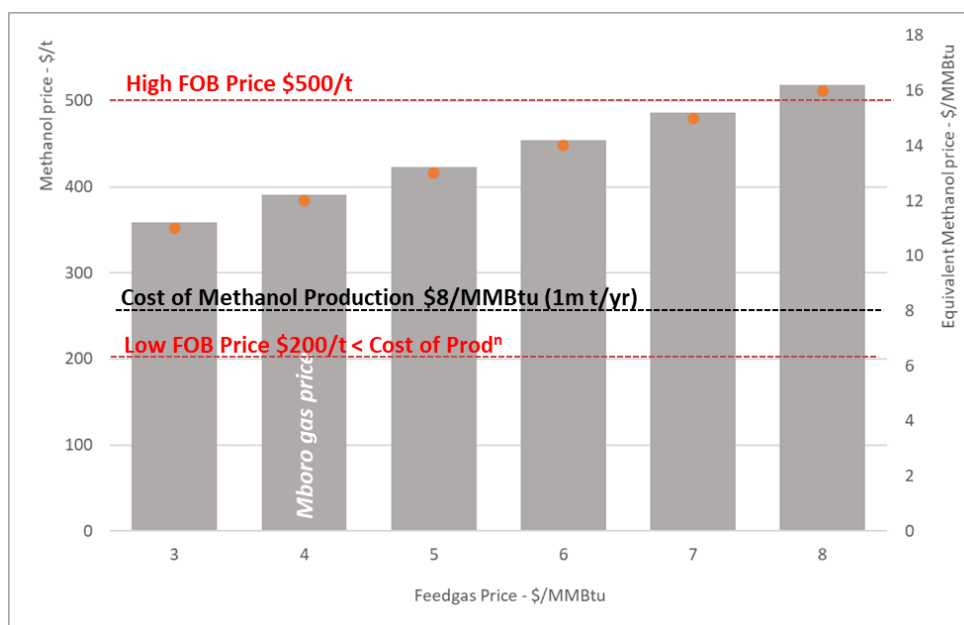
Figure 53 Économie du projet d'ammoniac

Source: Consultant

Compte tenu des équipements, des processus et des installations similaires, le coût de développement d'une usine d'ammoniac et de méthanol et des installations auxiliaires devrait être similaire. Par conséquent, l'économie ci-dessus pourrait également être appliquée à une usine de production de méthanol au Sénégal. Les prix du méthanol, bien qu'actuellement légèrement supérieurs à 400 \$ / t, se situent autour de 300 \$ / t pendant des périodes prolongées depuis 2016.

Figure 54 Prix International du Méthanol

Source: Methanex

Figure 55 Économie du projet Méthanol

Source: Consultant

2.3.3.4. Exigences en matière d'infrastructure

Les projets d'ammoniac et de méthanol axés sur l'exportation devraient être situés sur la côte, à proximité de l'endroit où l'approvisionnement en gaz arrive à terre. Par conséquent, aucune infrastructure majeure n'est requise en supposant qu'un projet aura sa propre petite jetée d'exportation dédiée.

2.3.3.5. Les retombées et implications pour le Sénégal

Le développement d'une importante usine d'ammoniac et/ou de méthanol pourrait apporter des avantages au Sénégal et aux pays voisins avec un approvisionnement en ammoniac et en méthanol à moindre coût que les importations actuelles. Cet approvisionnement à faible coût peut avoir des effets multiplicateurs pour le développement d'industries qui convertissent l'ammoniac et le méthanol en d'autres produits tels que les engrais et les produits chimiques industriels respectivement. De plus, une grande usine d'ammoniac ou de méthanol permettrait un prélèvement de gaz suffisant et sécurisé permettant la monétisation de la ressource gazière. La production de 1 mtpa d'ammoniac ou de méthanol nécessiterait 85 MMscfd, soit l'équivalent de la demande d'une centrale à gaz de 700 MW fonctionnant en charge de base. D'autre part, avec un projet

majeur d'ammoniac/méthanol nécessitant environ 17 bcm de gaz sur une période de 20 ans, il y a plus que suffisamment de ressources en gaz au Sénégal (>1000 bcm) pour justifier le développement d'un grand projet d'exportation d'ammoniac et de méthanol.

Pour qu'une nouvelle usine d'ammoniac ou de méthanol soit compétitive par rapport aux fournisseurs mondiaux et plus particulièrement à Trinidad, qui se trouve dans la même région du bassin atlantique, elle devrait être suffisamment grande pour bénéficier d'économies d'échelle. Les projets envisagés dans d'autres pays sont à l'échelle mondiale pour la plupart supérieurs à 1 mpta (2700 t/jour). Certains ont dû être planifiés encore plus grands pour bénéficier davantage d'économies d'échelle. Cela se compare aux importations actuelles du Sénégal de 20 000 tonnes d'ammoniac anhydre et d'environ 10 000 tonnes de méthanol, soit 1 à 2 % de la production d'un grand projet. Sans production à l'échelle mondiale, il serait probablement moins cher pour le Sénégal de continuer à importer de l'ammoniac et du méthanol de Trinidad, qui a un faible coût de production de gaz et d'ammoniac/méthanol avec 5 usines construites vers 2000-2010 pour un total de 3,25 mpta.

Le Sénégal pourrait envisager de suivre la même voie que Trinidad en développant plusieurs grandes usines d'exportation d'ammoniac et de méthanol. Cependant, le commerce du méthanol et de l'ammoniac devrait stagner, de nombreux pays, en particulier la Chine, l'Inde, l'Iran et les États-Unis, produisant leurs propres produits dérivés de l'ammoniac et du méthanol au niveau national et le commerce mondial étant dominé par Trinidad et la Russie. Des projets majeurs d'ammoniac sont prévus au Nigeria (10 projets avec > 6 mpta), en Inde (18 projets avec > 9 mpta), en Iran (> 7,5 mpta d'ici 2030), en Russie (> 6,5 mpta d'ici 2030) et aux États-Unis (> 3 mpta d'ici 2030). Cela pourrait augmenter la capacité de production mondiale d'ammoniac de 240 mpta à 280 mpta d'ici 2030. Des projets majeurs de méthanol sont prévus en Russie (30 projets avec >30 mpta), en Asie (28 projets avec >25 mpta, dont 90 % en Chine) et l'Iran (24 projets avec >25 mpta). Cependant, tous ces projets n'aboutiront pas. Plusieurs projets prévus à travers l'Afrique (au total une vingtaine, dont la moitié au Nigeria) sont en attente depuis de nombreuses années.

La demande mondiale d'ammoniac et de méthanol devrait augmenter, car ces carburants sont considérés comme une alternative plus propre au mazout et au diesel à faible teneur en soufre et même au GNL comme carburant de soute dans le transport maritime mondial, car ils ne produisent aucune émission de carbone ou de soufre lorsqu'ils sont brûlés. Cependant, les plans pour l'ammoniac et le méthanol dans le transport maritime sont davantage axés sur la production d'ammoniac vert ou d'e-méthanol en produisant de l'hydrogène vert à partir d'électricité renouvelable plutôt qu'à partir de gaz naturel. Le gaz naturel produit par l'hydrogène peut être de l'hydrogène gris (sans captage et stockage de carbone - courant), de l'hydrogène bleu (y compris captage et stockage du carbone) ou de l'hydrogène turquoise (utilisant la pyrolyse et produisant du noir de carbone).

Compte tenu de ces défis, obtenir un financement pour un projet majeur axé sur l'exportation d'ammoniac ou de méthanol peut s'avérer difficile, en particulier avec des projets plus écologiques d'ammoniac et de méthanol actuellement envisagés. En outre, les prix de l'ammoniac et du méthanol sont volatils et susceptibles d'être déprimés compte tenu de l'offre considérable à venir sur les principaux marchés de consommation. Si un projet devait garantir un prix du gaz très bas en dessous de 3 \$/MMBtu ou même 2 \$/MMBtu, alors le risque de prix du marché est quelque peu réduit. Cependant, une décision stratégique devrait être prise pour vendre du gaz à ce prix, alors que des prix élevés peuvent être atteints pour une autre option de monétisation. Il est peu probable que cette décision stratégique soit déterminée par l'utilisation locale ou régionale des produits car la demande est bien inférieure à la capacité d'un projet à l'échelle mondiale.

La disponibilité du gaz facilitera le développement de l'industrie des engrais et de la pétrochimie. Cependant, cela représentera un risque d'impacts environnementaux et sociaux. Les impacts potentiels et les risques liés à l'industrie des engrais sont les suivants :

- Les effluents peuvent être très acides ou alcalins et contenir des produits chimiques toxiques.
- Les eaux de ruissellement des zones de stockage sont généralement contaminées par des produits chimiques.
- Les polluants atmosphériques comprennent des particules, du fluor, des vapeurs d'acide, de l'ammoniac et des oxydes de soufre et d'azote.
- Santé et sécurité associées à la fabrication et à la manipulation de l'acide sulfurique et nitrique.
- L'utilisation d'ammoniac présente un risque d'explosion et de dégagement de gaz toxiques.
- Les déchets solides sont complexes et nécessitent une gestion prudente, notamment les catalyseurs au vanadium, les boues d'arsenic, le gypse contaminé par des métaux toxiques et les cendres.

- Des quantités d'eau importantes sont nécessaires et des quantités importantes d'eaux usées sont générées.
- La libération des emprises pourrait entraîner des impacts sociaux.

Les impacts potentiels et les risques pour l'industrie de la pétrochimie sont les suivants :

- La plupart des matériaux utilisés sont inflammables et explosifs, beaucoup sont toxiques et certains sont également cancérogènes.
- Risques d'explosion en raison de la présence de composés hautement réactifs et des conditions de fonctionnement à haute pression.
- De grandes quantités d'eau sont souvent utilisées et les eaux usées produites sont contaminées par des produits chimiques ou des sous-produits.
- Les polluants atmosphériques comprennent des particules, des oxydes de soufre, des oxydes de carbone, des oxydes d'azote, de l'ammoniac, des composés azotés et des composés chlorés.
- Les déchets solides comprennent les catalyseurs usés, les matières premières résiduelles, les déchets de polymères, les boues provenant du nettoyage des réservoirs ou du contrôle de la pollution.
- L'exploitation des installations peut entraîner des émissions sonores importantes.
- La libération des emprises pourrait entraîner les impacts sociaux.

2.3.4. Projets potentiels d'utilisation du gaz pour le secteur des transports

2.3.4.1. Description du projet

Le gaz peut constituer une alternative à faible émission de carbone et à un prix plus compétitif au pétrole comme carburant routier dans le secteur des transports. L'utilisation du gaz naturel dans le secteur du transport routier se manifeste principalement sous forme de « Compressed Natural Gas (CNG) » ou de GNL. Le GNL et le CNG ne diffèrent que par la manière dont ils sont stockés sur le véhicule.

En termes d'infrastructure de distribution et de ravitaillement en carburant, le CNG et le GNL diffèrent considérablement. Le CNG utilise du gaz naturel à l'état gazeux et nécessite généralement un réseau de transport et de distribution de gaz naturel bien développé. Il est plus largement adopté que le GNL comme carburant dans le transport routier car il est utilisé dans les voitures et les bus avec plus d'options pour les points de ravitaillement dans et autour des zones peuplées. Lorsque les gazoducs ne sont pas en place ou ne sont pas économiques à développer, le camionnage de GNL (transport de GNL via un camion-citerne de GNL) vers des dépôts de stockage de GNL à travers le pays est une option, surtout s'il existe un projet d'importation ou d'exportation de GNL à terre. L'utilisation du GNL comme carburant dans le transport routier est mieux adaptée aux poids lourds qui parcourent de longues distances sans avoir à souvent s'arrêter pour faire le plein.

2.3.4.2. Le volume de ressource gazière nécessaire

Une analyse du secteur des transports au Sénégal a été entreprise pour mettre en contexte le développement potentiel de l'utilisation du gaz pour le transport routier. Ceci a été complété par des évaluations des pays de référence pour fournir des comparaisons de la consommation de gaz dans le transport routier au niveau international.

Dans les pays où l'utilisation du CNG dans le secteur des transports a été développée, une politique gouvernementale forte a soutenu son utilisation et son expansion. L'utilisation du CNG dans le secteur des transports a considérablement augmenté dans un certain nombre de pays qui ont encouragé l'utilisation du gaz comme alternative à faible émission de carbone et économiquement compétitive au pétrole. Dans les pays où le CNG a été promu dans le secteur des transports, un niveau important de demande de gaz s'est développé, même si les véhicules au CNG continuent de représenter largement une petite part du mix total de véhicules. Quelques exemples des principaux pays consommateurs de CNG sont fournis ci-dessous.

Figure 56 Exemples de demande de gaz naturel pour le transport routier, 2018

Pays	Nombre de NGVs	Consommation gaz (bcm/an)	% NGVs par rapport au total des véhicules
China	6,080,000	20.81	3.70%
Iran	4,502,000	8.08	31.90%
India	3,090,139	2.97	1.50%
Pakistan	3,000,000	1.96	14.00%
Argentina	2,185,000	2.86	9.50%
Brazil	1,859,300	1.79	2.30%
Italy	1,004,982	1.35	2.00%
Uzbekistan	815,000	0.10	40.80%
Colombia	571,668	0.71	4.70%
Thailand	474,486	2.88	1.50%

Source: IANGV, Oxford Institute for Energy Studies (Apr 2019)

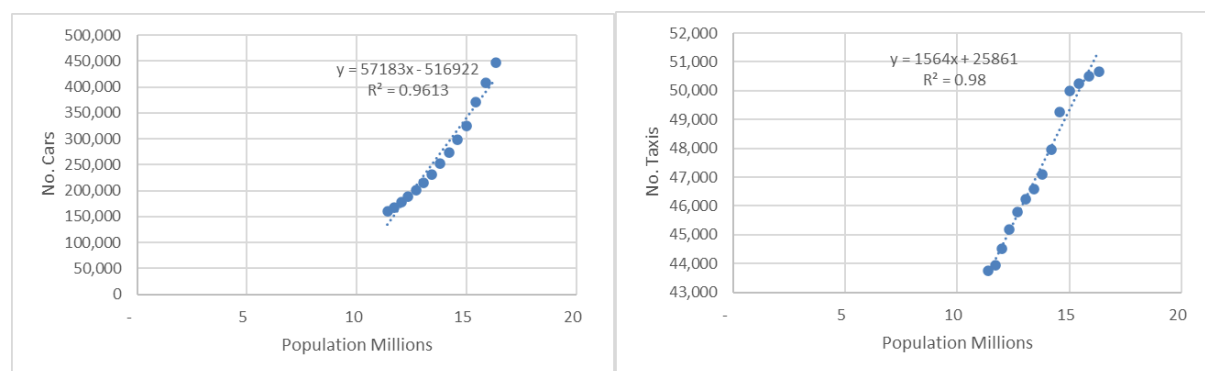
L'Inde fournit un exemple de pays où le soutien du gouvernement au gaz dans les transports a entraîné une forte croissance des véhicules au CNG. Comme détaillé ci-dessous, les populations ainsi que le nombre de stations desservant les flottes de véhicules au CNG dans les différentes villes et régions des États varient considérablement. Cependant, Chandigarh et Tripura ont des populations comparables à celle de Dakar, avec environ 20 000 à 30 000 véhicules au CNG desservis par 10 à 13 stations de ravitaillement en CNG. Daman et le Kerala peuvent fournir un exemple de ce qui peut être possible aux premiers stades de développement.

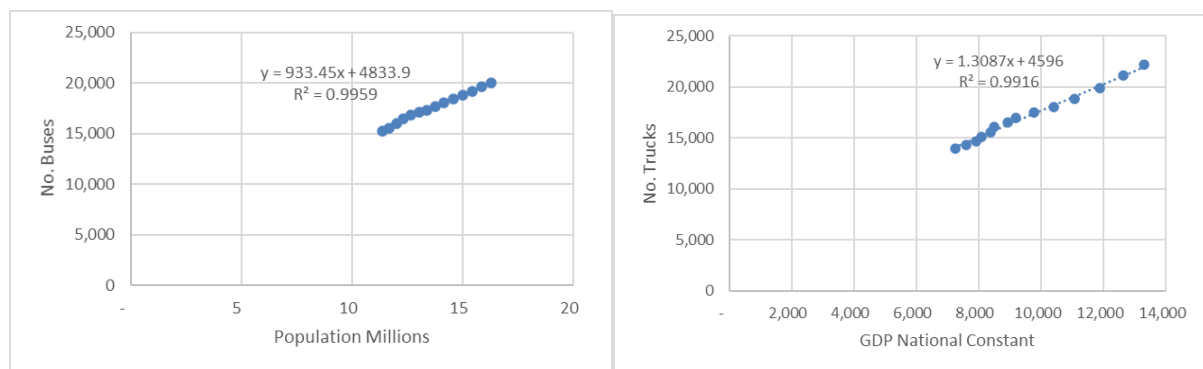
Figure 57 Développement de CNG Secteur Transport en Inde

État/Ville	Population	Véhicules CNG (estimé)				Stations CNG	Véhicules par Station
	Million	2016/17	2017/18	2018/19	2019/20	2019/20	2019/20
Adhra Pradesh	50	41,488	45,780	44,349	30,043	69	435
Bihar	99	0	0	0	2,861	9	318
Chandigarh	1	0	7,153	21,459	30,043	13	2,311
Daman & Dui	0.2	0	1,431	2,861	2,861	4	715
Dehli NCT	19	1,150,218	1,453,510	1,636,629	1,477,830	419	3,527
Gujarat	63	781,118	875,539	947,070	1,065,812	688	1,549
Haryana	25	155,938	206,009	256,081	281,832	121	2,329
Karnataka	64			429	1,431	34	42
Kerala	35	0	0	1,431	8,584	8	1,073
Madhya Pradesh	73	31,474	35,765	44,349	48,641	68	715
Maharashtra	114	848,358	901,291	1,004,295	1,055,797	392	2,693
Odisha	44	0	0	1,431	2,861	19	151
Punjab	28	0	0	1,431	10,014	59	170
Rajasthan	69	5,722	7,153	10,014	12,876	32	402
Tripura	4	17,167	18,598	21,459	22,890	10	2,289
Uttar Pradesh	204	350,502	218,885	403,435	560,803	329	1,705
Uttarakhand	10	0	0	143	1,431	6	238
West Bengal	90	2,861	2,861	4,292	2,861	11	260
Total		3,381,985	3,771,114	4,396,867	4,616,610	2,434	1,897

Source: Ministry of Petroleum & Natural Gas India

Outre le soutien du gouvernement au CNG, l'extension de la flotte de véhicules du pays sera un déterminant important de ce qui est possible pour la croissance du gaz dans le transport routier au Sénégal. Les prévisions de croissance de la population et du PIB ont été utilisées pour projeter la croissance du nombre total de véhicules qui devrait passer de 0,611 million en 2019 à 1,42 million d'ici 2050 (à l'exclusion des véhicules spéciaux, comme les tracteurs, les véhicules médicaux qui représentent environ 60000 en 2019).

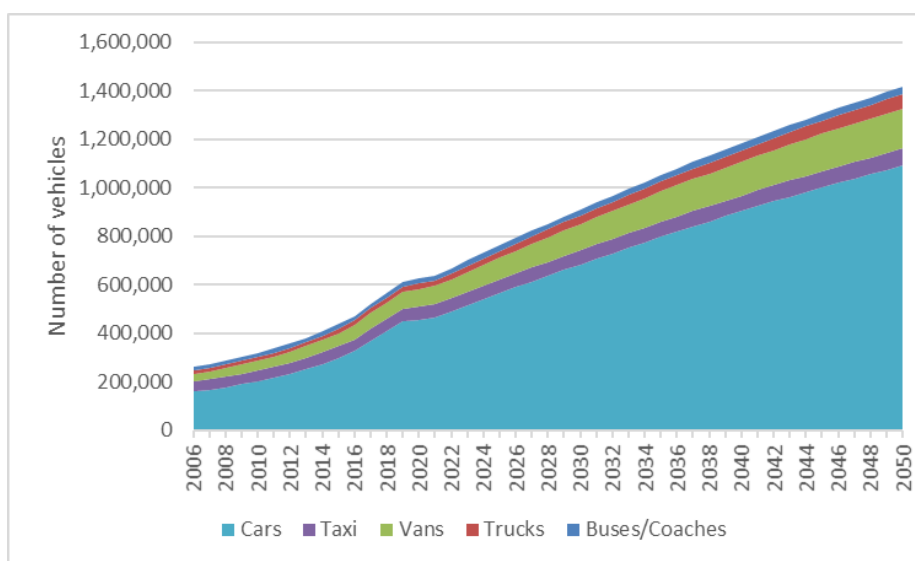
Figure 58 Corrélation entre nombre de véhicules et population et GDP



Source: Consultant

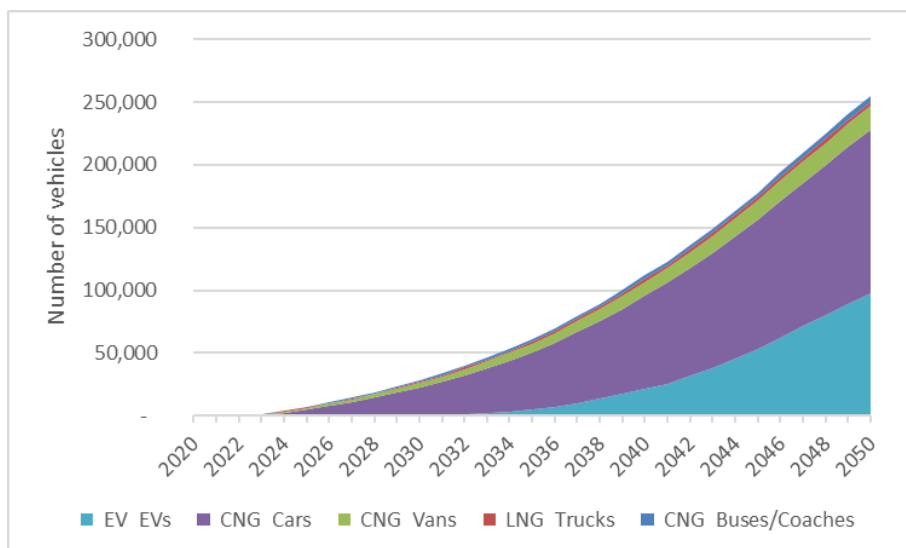
Le parc automobile du Sénégal est dominé par des voitures privées, qui représentent environ 73% du total. Le nombre total de voitures au Sénégal devrait passer de 450 000 en 2019 à environ 1,1 million d'ici 2050. Le nombre de fourgonnettes devrait passer de 70 000 à 170 000 d'ici 2050. Il y a aussi actuellement environ 50 000 taxis, 20 000 bus et 22 000 camions qui devraient passer respectivement à 70 000, 60 000 et 30 000 d'ici 2050.

Figure 59 Total nombre de véhicules



Source: 2006-2019 CETUD, Consultant projections

Afin de projeter le nombre de véhicules alimentés au CNG et au GNL au Sénégal, une hypothèse a été faite sur le nombre de nouvelles immatriculations chaque année qui pourraient être des véhicules alimentés au CNG ou au GNL. Comme indiqué ci-dessus, cela dépendra en grande partie de la politique gouvernementale qu'il est difficile de prévoir. Nous visons donc à fournir un scénario sur la façon dont cela pourrait se développer au Sénégal en utilisant le développement dans d'autres pays comme un contrôle de sens. La même approche que celle utilisée pour projeter le nombre total de VE qui pourraient être en place au Sénégal. Cependant, les véhicules électriques devraient décoller plus tard que le CNG, principalement en raison des défis liés au développement de l'infrastructure de recharge des véhicules électriques et du coût des véhicules électriques. Les hypothèses relatives au nombre de nouveaux véhicules alimentés au CNG, au GNL et aux véhicules électriques ajoutés à la flotte totale sont présentées ci-dessous.

Figure 60 Nombre de véhicules tout usage

		2022	2023	2024	2025	2030	2035	2040	2045	2050
% de nouvelles inscriptions chaque année										
CNG	Autobus / Autocars	0%	20%	20%	30%	40%	50%	50%	50%	50%
LNG	Camions	0%	10%	10%	10%	10%	10%	10%	10%	10%
CNG	Vans	0%	10%	10%	10%	18%	23%	30%	30%	30%
CNG	Taxi	0%	0%	50%	50%	75%	75%	75%	75%	75%
CNG	Voitures	0%	0%	10%	10%	18%	23%	30%	30%	30%
EV	VE	0%	0%	0%	0%	1%	7%	20%	40%	50%
Nombre total de véhicules										
CNG	Autobus / Autocars	-	81	162	282	984	1,909	2,775	3,574	4,305
LNG	Camions	-	239	416	557	1,106	1,736	2,326	2,870	3,368
CNG	Vans	-	359	715	1,070	3,570	6,922	11,049	15,293	19,173
CNG	Taxi	-	-	338	673	2,470	4,796	6,971	8,980	10,818
CNG	Voitures	-	-	2,470	4,924	22,242	45,455	74,043	103,430	130,304
EV	VE	-	-	-	-	235	4,964	21,633	52,814	97,603

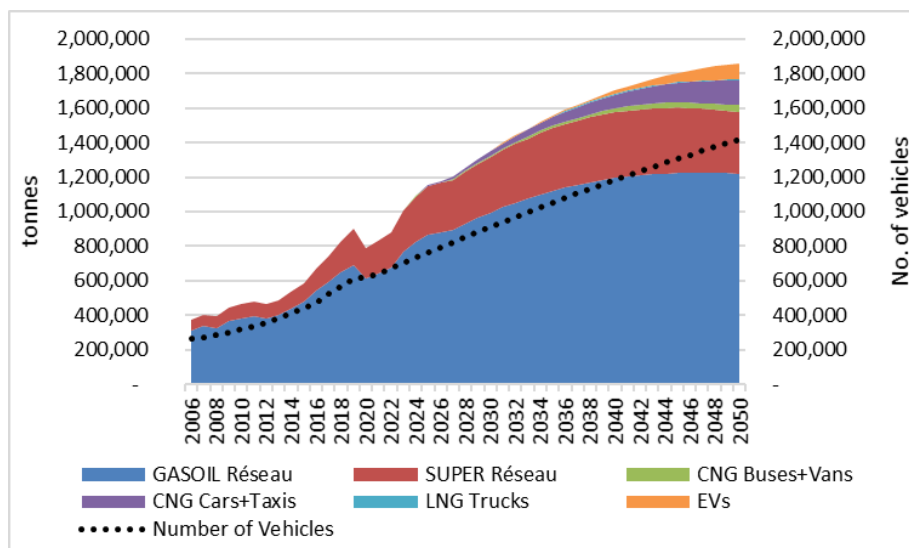
Source: Consultant

Afin d'estimer la demande de carburant, nous avons supposé une consommation totale de carburant de 2 tonnes par an pour chaque véhicule pour les bus et les camions, de 1,5 tonne par an pour chaque véhicule pour les fourgonnettes et de 1 tonne équivalent pour les véhicules de tourisme (voitures, taxis). Nous multiplions la demande de carburant pour chaque véhicule par le nombre total de véhicules et réduisons proportionnellement la demande de gasoil et de super (réseau, c'est-à-dire à l'exclusion des autres gazoles et super usage) pour le passage aux véhicules au CNG, au GNL et aux véhicules électriques.

Alors que le gazole et le super devraient continuer à dominer le mix de carburants de transport, ils perdront progressivement des parts de marché croissantes au profit du CNG, du GNL et des véhicules électriques. La consommation totale de carburant sera composée de gasoil, qui représentera 65% de la demande totale, Super avec 20% de part, avec le CNG, le GNL et les véhicules électriques représentant la part restante.

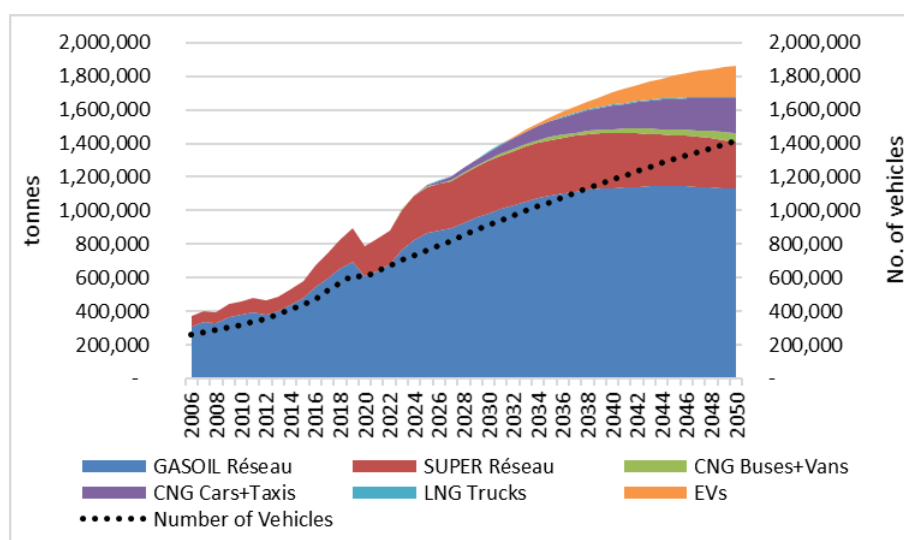
Les véhicules au CNG devraient entrer sur le marché à partir de 2023 environ, la demande totale de CNG provenant des bus, camionnettes, voitures et taxis passant à environ 30 000 tonnes d'ici 2030, 100 000 tonnes d'ici 2040 et 180 000 tonnes d'ici 2050.

L'utilisation du GNL dans le camionnage des poids lourds est projetée à 2 200 tonnes en 2030, 5,000 tonnes en 2040 et 7000 tonnes en 2050. La demande des véhicules électriques devrait être de 5 000 tonnes en 2035, 20 000 tonnes en 2040 et 100 000 tonnes en 2050. Un cas élevé avec des hypothèses plus agressives pour le passage au CNG et les véhicules électriques sont également indiqués ci-dessous.

Figure 61 Cas de base – demande de fioul transport routier

tonnes	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Gasoil	477,493	609,920	868,031	995,642	1,119,150	1,193,040	1,224,193	1,220,509
Super	104,880	180,222	276,698	322,131	363,080	380,661	377,667	358,066
Autobus + fourgonnettes	-	-	2,168	7,323	14,202	22,124	30,088	37,370
Voitures + Taxis	-	-	5,597	24,711	50,251	81,014	112,411	141,122
Camions	-	-	1,115	2,212	3,472	4,651	5,741	6,737
VE	-	-	-	235	4,964	21,633	52,814	97,603

Source: Consultant

Figure 62 Cas haut – demande de fioul transport routier

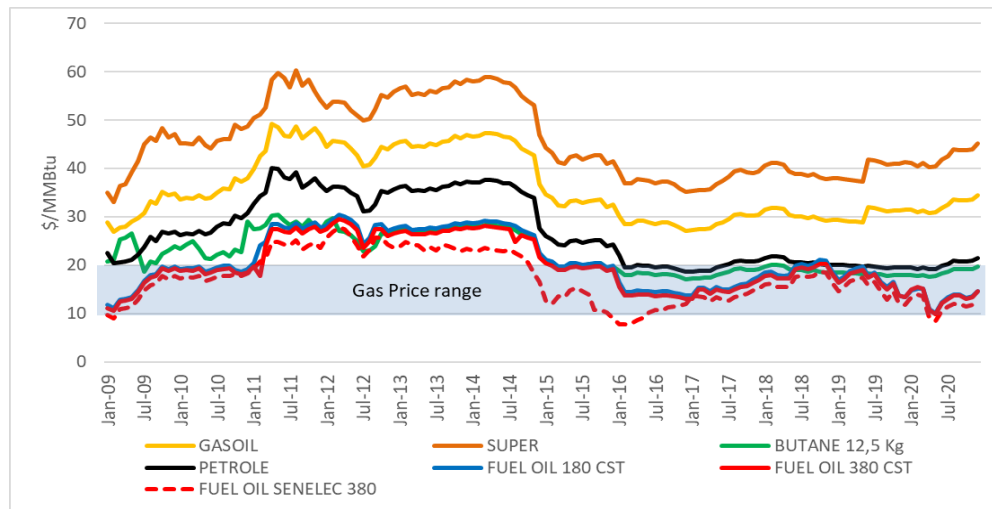
tonnes	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Gasoil	477,493	609,920	866,635	984,429	1,087,499	1,134,451	1,143,878	1,128,731
Super	104,880	180,222	275,303	311,278	332,950	325,586	304,893	280,813
Autobus + fourgonnettes	-	-	2,168	7,683	15,522	24,873	35,897	48,761
Voitures + Taxis	-	-	8,387	45,477	94,229	139,582	178,783	207,494
Camions	-	-	1,115	2,212	3,673	5,417	7,472	9,870
VE	-	-	-	1,174	21,246	73,215	131,990	185,737

Source: Consultant

2.3.4.3. Les analyses économiques et financières réalistes

Comme indiqué dans la section 2.3.2.5, les prix du gaz pour l'utilisateur final pourraient se situer entre 8 et 10 \$ / MMBtu. Avec des coûts supplémentaires pour le remplissage de CNG, les prix du CNG peuvent être compris entre 10 et 20 \$ / MMBtu. Cela se compare à Gasoil et Super à plus du double, comme indiqué dans le tableau ci-dessous. Veuillez noter que le gasoil et le super incluent également les taxes, mais cela ne s'applique pas au gaz / CNG afin d'encourager son utilisation et compte tenu de ses propriétés plus propres par rapport au pétrole.

Figure 63 Prix finaux produits pétroliers au Sénégal



Source: Consultant

2.3.4.4. Exigences en matière d'infrastructure

Le CNG et le GNL diffèrent par la manière dont ils sont stockés dans le véhicule ainsi que par l'infrastructure de distribution et de ravitaillement qui leur est nécessaire.

Le CNG utilise du gaz naturel à l'état gazeux et nécessite un réseau de gazoducs bien développé avec plus d'options pour les points de ravitaillement dans et autour des zones peuplées. Compte tenu de la faible demande de véhicules au CNG par rapport aux véhicules diesel / super, toutes les stations de ravitaillement n'offrent pas du CNG. Cela augmentera évidemment à mesure que de plus en plus de gens commenceront à acheter des véhicules au CNG. Le CNG est donc plus facilement adopté dans les véhicules publics (par exemple les bus et les taxis urbains) où ceux-ci sont stationnés dans un dépôt central et sont alors plus faciles à ravitailler en un seul endroit. Par conséquent, l'infrastructure nécessaire pour soutenir l'utilisation du CNG dans le secteur des transports ne sera économique que si elle est développée sur une base centralisée, car les stations de ravitaillement fournissant du CNG devront être à proximité des principales infrastructures d'approvisionnement en gaz. On suppose donc que l'infrastructure de soutien au ravitaillement des véhicules au CNG se trouvera principalement dans la région de Dakar et le long du tracé du gazoduc.

En termes de stations de vente au détail, le remplissage de CNG peut être fourni à partir des stations de vente au détail existantes en supposant qu'elles disposent d'une connexion basse pression au réseau de gaz et à d'autres équipements pour stocker, comprimer et distribuer du gaz à haute pression dans le véhicule. Le système de stockage, appelé cascade, remplit le réservoir de carburant du véhicule à peu près en même temps qu'il faut pour alimenter un véhicule ordinaire. Sur la base des données de référence, pour les premières années, le remplissage peut être assuré à partir de 4 à 8 stations. Une fois que la demande augmentera, à partir de 2030, le remplissage devra être assuré à partir de 10 à 15 stations. À mesure que la demande de recharge de CNG augmente et que le réseau de gaz se développe, de plus en plus de stations existantes commenceront à offrir cela.

L'utilisation du GNL dans le transport est généralement plus largement utilisée pour le camionnage, notamment dans les poids lourds, qui empruntent souvent des itinéraires dédiés et ne nécessitent donc pas autant de stations de ravitaillement. En outre, les défis peuvent être surmontés si les exploitants disposent d'une grande flotte ou sont disposés à partager une installation de ravitaillement (et les coûts associés). Les stations de ravitaillement en GNL peuvent être desservies par des camions de GNL fournissant un pipeline virtuel le long du parcours. Le gaz peut constituer une alternative économique et plus respectueuse de l'environnement au pétrole pour les poids lourds. Les options électriques ne sont actuellement pas considérées comme viables pour une utilisation dans les poids lourds en raison principalement de la taille de la batterie requise.

2.3.4.5. Les retombées et implications pour le Sénégal

Le gaz a de bonnes perspectives d'utilisation comme carburant dans le transport routier. Les carburants les plus couramment utilisés dans le secteur des transports sont l'essence et le diesel et tous deux sont beaucoup plus chers que l'essence. En termes d'économie de carburant, les véhicules au CNG et au diesel ont à peu près la même consommation de carburant en termes de mile par gallon. Par conséquent, la principale économie serait sur le coût du carburant. Cependant, même dans un scénario élevé, le gaz ne devrait pas remplacer l'essence ou le diesel comme carburants de transport, car le passage au gaz nécessiterait de changer de véhicule. Il en va de même pour les véhicules électriques, qui devraient également prendre des parts de marché à l'essence et au diesel après 2030. Par conséquent, malgré les avantages économiques du gaz comme carburant dans le transport routier, la demande absolue ne sera pas élevée. L'une des conséquences de cela est que l'utilisation du gaz dans le secteur des transports est peu susceptible d'avoir un impact significatif sur le reste du marché du gaz au Sénégal.

Les vastes ressources gazières du Sénégal seront suffisantes pour assurer l'approvisionnement en gaz du secteur des transports à long terme. Cependant, comme pour l'utilisation du gaz dans le secteur industriel, sans alternative pour les propriétaires de véhicules fonctionnant au gaz, la clé du succès de l'introduction et de l'utilisation du gaz dans le secteur des transports sera un réseau de gaz sûr et fiable, alimenté par de multiples sources de gaz comme ainsi que plusieurs stations de ravitaillement.

Étant donné que le système de transport devrait être développé indépendamment de l'utilisation du gaz dans le secteur des transports, ce sera l'infrastructure de distribution et de ravitaillement relativement moins capitalistique spécifiquement requise pour soutenir l'utilisation du gaz comme carburant dans les transports qui nécessitera des investissements. La mise en place de stations de ravitaillement présente néanmoins un défi de taille. Bien que de nouvelles stations de ravitaillement séparées ne soient pas nécessairement nécessaires, les stations existantes seront nécessaires pour construire l'infrastructure requise pour soutenir le ravitaillement en gaz. Pour les détaillants, l'investissement doit généralement être soutenu par la certitude que la demande de gaz en tant que carburant atteindra des niveaux suffisants pour rentabiliser l'investissement à court terme.

Dans les pays qui ont connu une forte utilisation du gaz dans le transport routier, cela est généralement dû à une politique gouvernementale forte et à un soutien pour l'infrastructure et les véhicules requis. L'utilisation de gaz dans le transport routier n'est généralement pas taxée ou moins taxée pour aider à l'investissement et au passage aux véhicules à essence. Dans les flottes de transport urbain telles que les bus et les taxis, qu'ils soient privés ou publics, l'introduction d'installations de ravitaillement en gaz dans les dépôts est relativement simple car une forte concentration de bus ou de taxis peut utiliser un nombre relativement faible de dépôts et de sites de ravitaillement dédiés.

Au-delà de l'aspect économique, l'un des principaux moteurs du soutien gouvernemental à l'utilisation du gaz dans le secteur des transports réside dans les avantages environnementaux. Le gaz est une combustion plus propre que l'essence et le diesel et les émissions des transports étant la principale source de pollution au CO₂, les gouvernements recherchent de plus en plus des alternatives au pétrole pour aider à réduire leurs émissions nationales de CO₂. Cependant, alors que la combustion du gaz est pauvre en soufre, le gaz émet toujours du CO₂. Les véhicules électriques pourraient contribuer à fournir une alternative encore plus propre au gaz dans le secteur des transports. Cependant, l'introduction de véhicules électriques est également confrontée à des problèmes d'infrastructure de ravitaillement et peut ne pas convenir aux véhicules plus gros couvrant de plus longues distances.

Comme le gaz sera plus économique que l'essence ou le diesel, il soutiendra l'économie des entreprises qui dépendent du transport. Cependant, on ne s'attend pas à ce qu'il y ait un avantage matériel pour l'économie locale au Sénégal en termes de création d'emplois ou d'expansion économique. Il existe une possibilité de formation et de développement de la main-d'œuvre qualifiée, mais celle-ci devrait être relativement faible. En termes de commerce, le Sénégal aura probablement besoin d'importer des véhicules à gaz, cependant, à court terme, il est peu probable qu'il y ait une opportunité d'augmenter les exportations grâce au développement de l'utilisation du gaz du Sénégal dans le secteur des transports. À moyen terme, la main-d'œuvre qualifiée peut être exportée vers d'autres pays cherchant à développer leur propre carburant gaz dans l'industrie du transport routier.

Concernant les aspects environnementaux et sociaux, l'utilisation du gaz pour le secteur des transports, afin de remplacer partiellement l'utilisation de gazole, n'aura pas de conséquence sur les émissions de GES. Cependant, l'utilisation du gaz réduira les émissions de polluants atmosphériques (CO, NO_x, COV et particules fines). La réduction des émissions contribuera à l'amélioration de la qualité de l'air ambiant à Dakar et aura, par conséquent, un impact positif sur la santé humaine. Les estimations des émissions de polluants atmosphériques ainsi que les estimations de réduction des émissions par rapport au scénario BAU sont présentées dans le rapport de la Phase 3.

2.3.5. Exportations de gaz (gaz restant pour l'exportation par pipeline vers les pays voisins)

Après avoir estimé la demande potentielle de gaz sur le marché sénégalais, nous nous concentrons dans cette section sur la manière de monétiser les ressources gazières restantes via les exportations de gaz. Nous considérons les options d'exportation de gaz par pipeline vers les pays voisins et vers des pays plus éloignés et via la production et dans la section suivante l'expédition de GNL dans le monde entier.

2.3.5.1. Description du projet

Le transport par gazoduc est très courant dans le monde pour l'approvisionnement en gaz à travers le pays et transfrontalier pour les volumes d'exportation et de transit. Les canalisations sont généralement en acier et varient en longueur, diamètre et pression en fonction des volumes de gaz à transporter et de la distance entre les stations de compression le long du trajet.

Figure 64 Exportations de gaz par pipelines vers les pays voisins



Source: Consultant

Comme indiqué ci-dessus, outre l'approvisionnement en gaz de la Gambie (Banjul), la clé du développement des exportations de gazoduc vers d'autres pays voisins est d'abord de justifier le développement du réseau de gazoduc vers le centre du Sénégal (e.g. Tambacounda). En l'absence de plans actuels pour de nouvelles centrales au gaz au-delà de Malicounda, il faudrait envisager de développer de nouvelles centrales électriques majeures et / ou d'autres grands projets d'ancrage de gaz à ou près de Tambacounda.

2.3.5.2. Les analyses économiques et financières réalistes

Le développement d'un pipeline de 380 km vers Tambacounda est estimé à 440 millions de dollars. Ceci est basé sur un coût en capital estimé à 1,1 million de dollars par km, basé sur des références de l'industrie pour les pipelines terrestres, plus 50 000 \$ par km pour les droits de passage. Comme discuté ci-dessus, cela nécessiterait donc une demande importante telle qu'une production d'électricité supérieure à 600 MW ou une usine produisant 1 million de tonnes d'engrais nécessitant environ 75-85 MMscfd afin de justifier les coûts de transport.

Nous avons entrepris une analyse économique (actualisation des flux de trésorerie ou DCF) pour déterminer un tarif compétitif pour le transport du gaz sur la base d'hypothèses relatives aux coûts (estimations CAPEX et OPEX), au niveau d'endettement (avec une simple répartition des fonds propres, illustrée ci-dessous) et au chiffre d'affaires (frais de péage, capacité) et autres hypothèses financières / commerciales (présentées ci-dessous). Les coûts / tarifs unitaires sont déterminés en divisant le revenu annuel minimum requis pour couvrir les coûts d'investissement et d'exploitation (du modèle DCF) par le volume transporté de gaz chaque année.

Figure 65 Hypothèses sur les coûts de transport par gazoduc

Hypothèse	Valeur
Partage équitable	30%
Rendement des capitaux propres	20%
Part de la dette	70%
Coût de la dette / intérêts	10%
Taux de couverture	1.43
Dépréciation	20 ans
Imposition	30%

Source: Consultant

Le coût du transport du gaz de Malicounda à Tambacounda est estimé à 3 \$ / MMBtu en supposant 75 MMscfd et si aucun autre volume de gaz des pays voisins n'était ajouté. Cette estimation est basée sur le CAPEX ci-dessus de 440 millions de dollars plus OPEX égal à 2,5 % x Capex annuellement (10,5 millions de dollars/an), plus 2 % du débit en tant que gaz combustible pour la compression (5 millions de dollars/an évalués à 6 \$/MMBtu). Cela donnerait un prix du gaz d'environ 8,5 à 9,5 \$/MMBtu à Tambacounda (en supposant un prix de 5,5 à 6,5 \$/MMBtu à Malicounda)

La demande des pays voisins serait alors nécessaire pour augmenter les volumes via le pipeline et réduire davantage les coûts. En supposant que 100 millions de pieds carrés supplémentaires de demande des pays voisins, suffisants pour alimenter une centrale électrique de 1000 MW fonctionnant presque à la charge de base, réduiraient le coût du transport vers Tambacounda à environ 1,54 \$ / MMBtu et fourniraient un coût de transport vers les pays voisins d'environ 2 \$ / MMBtu (basé sur un coût en capital d'environ 300 millions de dollars pour un gazoduc de Tambacounda à la frontière du pays voisin et les mêmes hypothèses de coût et financiers ci-dessus). Cela donne un prix du gaz d'environ 7-8/MMBtu à Tambacounda (en supposant un prix de 5,5-6,5/MMBtu à Malicounda) et un prix d'importation du gaz dans les pays voisins d'environ 98-10 10 \$/MMBtu (en supposant 100 MMscfd de demande des pays voisins). Si les volumes sont inférieurs à cela, le coût du transport et le prix global du gaz augmentent, rendant le gaz moins compétitif que les carburants alternatifs. Par exemple, le transport de seulement 40 MMscfd vers les pays voisins suffisant pour une centrale électrique de 300 MW donne un coût de transport de plus de 4 \$/MMBtu depuis Tambacounda et un coût global d'approvisionnement en gaz d'environ 11-13 \$/MMBtu.

Si le gaz est utilisé pour la production d'électricité à ce prix, le coût de la production d'électricité à partir d'une centrale de 300 MW fonctionnant en charge de base serait de 120 à 130 \$/MWh, ce qui est assez compétitif.

Si aucune demande majeure n'était développée à Tambacounda, le coût du transport vers le pays voisin serait d'environ 5 \$/MMBtu en supposant 100 MMscfd ou plus de 10 \$/MMBtu en supposant 40 MMscfd (en supposant un CAPEX de 760 millions de dollars), ce qui donne un prix total du gaz de 11-12 \$/MMBtu (concurrentiel) ou 16-17 \$/MMBtu (non concurrentiel avec la production d'électricité d'une centrale de 300 MW à 150-160 \$/MWh). Le volume de ressource gazière nécessite

Il existe un certain nombre de problèmes pour les exportations de gaz vers les pays voisins. Premièrement, la demande de gaz et / ou d'électricité devrait être bien inférieure à 75-85 MMscfd à Tambacounda car cette région est beaucoup moins densément peuplée qu'autour de Dakar. Deuxièmement, même si la demande était développée à Tambacounda, il est peu probable que la demande des pays voisins, équivalente à 1000 MW supplémentaires de production d'électricité, se développe dans un proche avenir étant donné qu'elle est proche de la capacité totale installée actuelle dans certains pays voisins (comme indiqué dans le tableau ci-dessous).

Figure 66 Capacité électrique et taux d'accès en % par pays

MW	Capacité installée et prévue					Popn Million	Accès à l'électricité %		
	2017	2018	2019	2020	2021		Urbain	Rural	Total
Sénégal	1249	1375	1647	1767	1767	16.3	87.7	38.3	64.5
Gambie	101	137	157	121	121	2.3	69	15.5	47.8
Guinée	651	681	761	1251	1434	13.6	82.2	6.9	33.5
Guinée Bissau	52	72	72	72	72	1.8	29.8	0	14.7
Mali	744	892	1084	1182	1182	19.1	83.6	1.8	35.1

Source: Africa Energy Atlas, IMF

2.3.5.3. Les retombées et implications pour le Sénégal

Le développement d'un gazoduc d'exportation est relativement simple et peu complexe, la sécurisation des droits de passage ou l'acquisition de terres étant les aspects les plus difficiles et les plus importants. Les projets transfrontaliers nécessitent un soutien politique fort de la part des deux pays. Il existe également un risque politique élevé et les projets peuvent faire l'objet de différends commerciaux entre pays voisins avec des conséquences sur l'approvisionnement en gaz, mais il y a des leçons à tirer et des risques atténués de nombreux différends de ce type à l'échelle mondiale.

Si elles sont viables, les exportations de gazoducs peuvent être attrayantes pour les pays voisins, en particulier pour la production d'électricité et l'utilisation du gaz dans l'industrie. Cependant, le cas des importations de gaz pour la production d'électricité devrait être fait par le pays voisin et le développement du gazoduc vers le pays voisin devrait également être largement financé par eux, réduisant ainsi le risque pour le Sénégal de tout retard d'acceptation du gaz (par exemple, centrale électrique retardée) ou ayant des actifs échoués/sous-utilisés.

La demande potentielle de gaz dans les pays voisins, tirée par la demande de production d'électricité, est relativement faible et pourrait ne pas soutenir le développement d'un nouveau gazoduc avant de nombreuses années. La demande d'électricité au Mali et en Guinée est similaire à celle du Sénégal et devrait également croître rapidement. Cependant, le Mali et la Guinée sont également de grands pays et toute nouvelle grande centrale électrique utilisant le gaz du Sénégal devrait être proche de la frontière Mali/Sénégal ou Guinée/Sénégal - c'est encore loin des grandes villes et nécessiterait le développement de grandes centrales électriques infrastructures de transport.

Si un pipeline vers le Mali ou la Guinée peut être développé, les volumes peuvent aider à réduire le coût d'approvisionnement pour les clients le long du tracé du pipeline au Sénégal. Cependant, si aucun gazoduc ne peut être justifié, alors que les clients autour de Tambacounda peuvent être approvisionnés économiquement en gaz (en supposant qu'une charge d'ancrage suffisante à Tambacounda soit développée, par exemple la production d'électricité, même pour les exportations vers les pays voisins), il sera difficile de fournir du gaz de Tambacounda à d'autres régions du Sénégal, par pipeline, camion ou rail - principalement parce que les clients potentiels, par exemple minières, sont encore à une certaine distance de Tambacounda. L'aspect économique de ceci est discuté plus en détail dans la section 2.3.8.4.

La construction des gazoducs représente un risque d'impacts environnementaux et sociaux. Les principaux risques environnementaux et sociaux liés à la construction et à l'exploitation de pipelines sont comme suit :

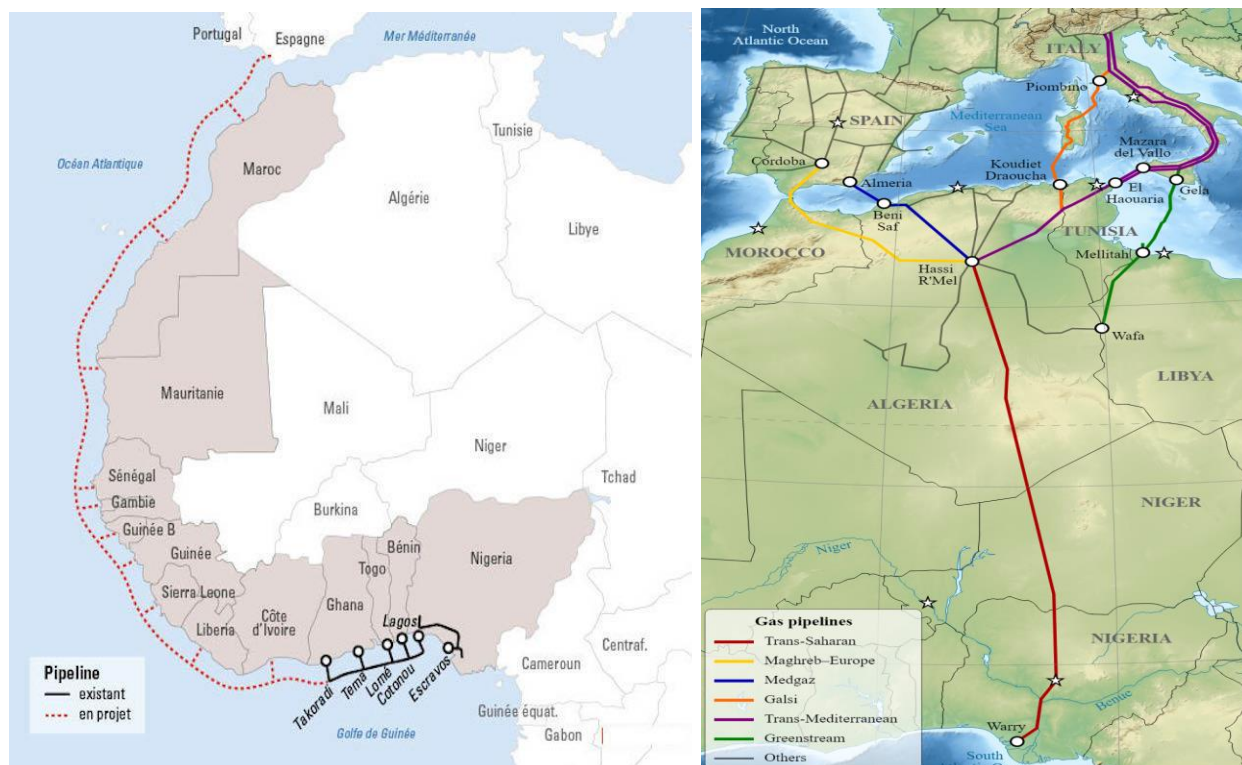
- Pendant la construction, les changements d'utilisation des terres, le déplacement de populations, peuvent impacter des sites du patrimoine culturel, des villages et des zones d'importance écologique, ou provoquer une interruption temporaire de la circulation routière.
- Modifier le ruissellement, l'érosion des sols, l'instabilité des pentes, la dégradation de la qualité des eaux de surface.
- Modifier les schémas de drainage, les impacts sur la végétation et l'approvisionnement en eau des zones humides.
- Introduction d'espèces végétales envahissantes.
- Fragmentation des habitats naturels, perte d'espèces et diminution de la biodiversité.
- Obstacles pour les humains et la faune migratrice.
- Créer des zones pour les implantations spontanées informelles.
- Faciliter l'accès aux espaces naturels, les impacts sur la faune / flore, la chasse illégale.
- Risque de fuite ou de rupture, contamination des sols, des ressources en eau, incendie, explosion.
- La libération des emprises pourrait entraîner des impacts sociaux. Le processus de libération des emprises et la compensation des personnes est complexe et pourrait retarder la réalisation des projets.

2.3.6. Exportations de gaz (gaz restant pour l'exportation par pipeline vers autres pays)

2.3.6.1. Description du projet

Le Sénégal se trouve au milieu du tracé du gazoduc Nigéria-Maroc proposé. Le gazoduc Nigéria-Maroc a été conçu en décembre 2016 dans le cadre d'un accord entre la Nigerian National Petroleum Corporation (NNPC) et l'Office national marocain des hydrocarbures et des mines (ONHYM). Le pipeline aurait une longueur de 5 660 km et la construction se déroulerait par étapes sur une période de 25 ans. Le coût total est estimé à au moins 15 milliards de dollars. Le tracé exact du pipeline et s'il sera terrestre ou offshore n'est pas confirmé. Les options pour un gazoduc du Nigéria vers l'Europe ont été discutées pendant de nombreuses années auparavant (y compris le gazoduc transsaharien).

Figure 67 *Projet Gaz pipeline Nigeria-Maroc (options Offshore et Onshore)*



Source: Nigeria's Homef (left), Wikipedia (right)

2.3.6.2. Le volume de ressource gazière nécessite

Compte tenu du coût potentiel du pipeline, estimé à plus de 15 milliards de dollars, le pipeline nécessitera 20 à 30 bcm/an pour être économique. Avec certaines des plus grandes ressources gazières au monde, la majeure partie de celui-ci peut provenir du Nigeria, mais il n'est pas certain que tout le gaz provienne du Nigeria. Il est également actuellement incertain s'il existe une opportunité d'inclure également le gaz des pays le long de la route offshore, qui comprendra ou non le Sénégal et la Mauritanie.

2.3.6.3. Les analyses économiques et financières réalistes

Le Capex pour le pipeline est estimé à 15,5 milliards de dollars sur la base de 6200 km et un coût de 2,5 millions de dollars/km qui est une référence commune pour les pipelines offshore. Notez que cela exclut le coût des connexions aux champs et aux marchés le long de la route. Les frais d'exploitation sont estimés à 2,5 % x Capex par an (390 millions de dollars plus le gaz combustible à 2 % du débit évalué à 4 \$/MMBtu équivalent à 90 millions de dollars).

Nous avons entrepris une analyse économique (actualisation des flux de trésorerie ou DCF) pour déterminer un tarif compétitif pour le transport du gaz sur la base d'hypothèses relatives aux coûts (estimations CAPEX et OPEX), au niveau d'endettement (avec une simple répartition des fonds propres) et au chiffre d'affaires (frais de péage, capacité) et autres hypothèses financières / commerciales (présentées ci-dessous). Les coûts / tarifs unitaires sont déterminés en divisant le revenu annuel minimum requis pour couvrir les coûts d'investissement et d'exploitation (du modèle DCF) pour le volume de gaz transporté chaque année.

Figure 68 Hypothèses sur les coûts de transport par gazoduc

Hypothèse	Valeur
Partage équitable	30%
Rendement des capitaux propres	20%
Part de la dette	70%
Coût de la dette / intérêts	10%
Taux de couverture	1.43
Dépréciation	20 ans
Imposition	30%

Source: Consultant

Le coût du transport du gaz du Nigeria vers l'Espagne est estimé à 3,2 \$ / MMBtu en supposant 30 bcm/an et 4,8 \$ / MMBtu en supposant 20 bcm/an.

2.3.6.4. Les retombées et implications pour le Sénégal

Même si le coût de l'approvisionnement par gazoduc du Nigeria vers le Maroc et l'Europe est inférieur au coût de la liquéfaction, du transport et de la regazéification du GNL, le développement et l'exploitation d'un projet de ce type posent de nombreux défis. Traverser de nombreuses juridictions nationales présente des risques politiques considérables et en cas de différend, cela pourrait conduire à l'arrêt des flux de gaz.

En outre, étant donné le coût estimé du gazoduc nigéro-marocain, il est probable qu'il aura besoin d'au moins 20 à 30 Gm³ / an de débit pour être compétitif par rapport aux autres options d'approvisionnement en gaz. Un volume de 20 à 30 Gm³ / an sera probablement beaucoup plus que la demande combinée des pays situés le long du gazoduc, ce qui signifie que la connexion à de plus grands marchés du gaz en Europe sera essentielle. Le Maroc a le plus grand marché de gaz en route et est actuellement approvisionné par l'Algérie, mais cherche également à développer un projet d'importation de GNL. Cela signifie que les approvisionnements par canalisations du Nigéria devraient concurrencer le GNL, si en effet le gaz du Nigéria était toujours requis par le marché marocain.

Des raccordements de pipelines existent déjà entre l'Algérie et l'Espagne (gazoduc GME (via le Maroc) et les pipelines Medgaz (direct)) et vers l'Italie (pipeline Transmed (via la Tunisie)) ainsi que de la Libye vers l'Italie (pipeline Greenstream). Il se peut qu'une option onshore depuis le Nigéria via le Maroc soit envisagée comme cela a été discuté dans le passé, auquel cas ce ne serait pas une option de monétisation pour le Sénégal.

Compte tenu des coûts initiaux substantiels du gazoduc et du risque politique considérable, il est difficile de voir comment ce projet pourra obtenir un financement. L'appétit pour le financement de projets pétroliers et gaziers par l'Union européenne s'est considérablement réduit à mesure que la poussée pour l'énergie verte est plus favorisée. En outre, garantir un approvisionnement en gaz de 20 à 30 bcm/an dès le début du projet sera un défi, car les différents pays en route auront des calendriers et des plans différents pour le développement de leurs ressources gazières. L'Espagne étant le marché d'entrée/d'ancrage, qui compte également sept terminaux d'importation de GNL, la concurrence des importations de GNL, en particulier de GNL américain, sera forte.

En raison de ces problèmes, le Sénégal ne devrait pas considérer cela comme une option de monétisation ferme du gaz tant que des détails plus concrets sur le projet et son économie ne seront pas disponibles. Un certain nombre d'études de faisabilité ont été réalisées par les gouvernements du Nigéria et du Maroc et pourraient être mises à la disposition de partenaires potentiels.

La construction des gazoducs représente un risque d'impacts environnementaux et sociaux. Les principaux risques environnementaux et sociaux liés à la construction et à l'exploitation de pipelines sont comme suit :

- Pendant la construction, les changements d'utilisation des terres, le déplacement de populations, peuvent impacter des sites du patrimoine culturel, des villages et des zones d'importance écologique, ou provoquer une interruption temporaire de la circulation routière.
- Modifier le ruissellement, l'érosion des sols, l'instabilité des pentes, la dégradation de la qualité des eaux de surface.
- Modifier les schémas de drainage, les impacts sur la végétation et l'approvisionnement en eau des zones humides.
- Introduction d'espèces végétales envahissantes.
- Fragmentation des habitats naturels, perte d'espèces et diminution de la biodiversité.
- Obstacles pour les humains et la faune migratrice.
- Créer des zones pour les implantations spontanées informelles.
- Faciliter l'accès aux espaces naturels, les impacts sur la faune / flore, la chasse illégale.

- Risque de fuite ou de rupture, contamination des sols, des ressources en eau, incendie, explosion.
- La libération des emprises pourrait entraîner des impacts sociaux. Le processus de libération des emprises et la compensation des personnes est complexe et pourrait retarder la réalisation des projets.

2.3.7. Exportations de gaz (gaz restant pour l'exportation par LNG)

2.3.7.1. Description du projet

Le GNL permet de transporter du gaz sur de longues distances par voie maritime. Il ne s'agit pas d'un produit en soi, mais d'un sous-ensemble de l'activité gazière et sur de nombreux marchés, il doit concurrencer le gaz livré par gazoduc. Le manque d'options d'approvisionnement par gazoduc dans certains pays, notamment en Asie, signifie que les acheteurs sont prêts à payer une prime pour sécuriser l'approvisionnement en GNL. Cependant, plus récemment, de nombreux pays sans production locale se sont tournés vers le GNL comme moyen plus rapide et moins coûteux d'introduire du gaz sur leur marché ou d'aider à atténuer les réductions de la production locale. L'émergence d'acteurs du portefeuille (c'est-à-dire des entreprises capables de s'engager sur des projets de liquéfaction de gros volume et à long terme sur la base de leurs propres bilans en vue de vendre le GNL en parcelles de différentes tailles à des utilisateurs finaux) a augmenté la liquidité du Marché du GNL négocié et facilité d'investissements supplémentaires dans la chaîne d'approvisionnement du GNL.

Lorsque le gaz est livré par pipeline à l'usine de GNL, la première étape consiste à traiter le gaz pour éliminer les composants qui interféreraient avec le traitement, endommageraient l'usine (y compris le CO₂, l'eau et le mercure) ou sont extraits pour leur valeur (principalement le propane et le butane et les condensats restants). Le degré d'élimination de ces composants d'hydrocarbures supérieurs établira le pouvoir calorifique brut (GHV) et l'indice de Wobbe (WI). Le gaz traité est ensuite liquéfié à environ -160 degrés Celsius dans un processus utilisant de très grands cycles de réfrigération mécanique et du propane, de l'éthylène et du méthane comme réfrigérants selon quatre étapes clés : compression, condensation, détente et évaporation. Le produit GNL est ensuite pompé dans des réservoirs de stockage isolés avant d'être chargé sur des méthaniers pour être transporté vers les terminaux d'importation de GNL dans le monde entier.

Floating LNG

Le GNL flottant est un développement moins courant et plus récent pour la production de GNL. Il offre des avantages de coût pour la monétisation de petits gisements de gaz. Le fait d'être basé sur des navires permet au projet d'être en grande partie construit dans des chantiers navals (par exemple à Singapour, en Chine et en Corée du Sud), puis déployé sur l'emplacement du champ de gaz offshore. Les projets en fonctionnement comprennent le Cameroun (Kribi 2,4 mtpa), la Malaisie (PFLNG 1 et 2, tous deux 1,2 mtpa), l'Australie (Prelude 5,3 mtpa) et bientôt au Mozambique (Coral South 3,4 mtpa). Alors que les coûts des projets diffèrent d'un projet à l'autre, les projets FLNG basés sur la conversion de méthaniers tels que GTA au Sénégal (basé sur le navire Gimi FLNG converti) ont tendance à être moins coûteux que les projets FLNG nouvellement construits. Le coût du projet GTA est estimé à 3 milliards de dollars, brise-lames compris (il est de 1,4 milliard de dollars pour le navire FLNG seul), soit environ 1 250 dollars par tonne et par an (tpa). Cela se compare à 4,5 milliards de dollars estimés pour Coral South, soit 1 400 dollars / tpa.

Figure 69 **GTA Phase 1**



Source: BP

Le Sénégal connaît déjà très bien les projets d'exportation de GNL à travers le développement du projet d'exportation flottant GTA GNL, dont la phase 1 est actuellement en construction. Le projet FLNG de phase 1 est basé sur un concept de hub « nearshore » qui comprend un brise-lames et un méthanier converti avec liquéfaction à bord, conçu pour fournir environ 2,45 millions de tonnes de GNL par an. Les concepts des

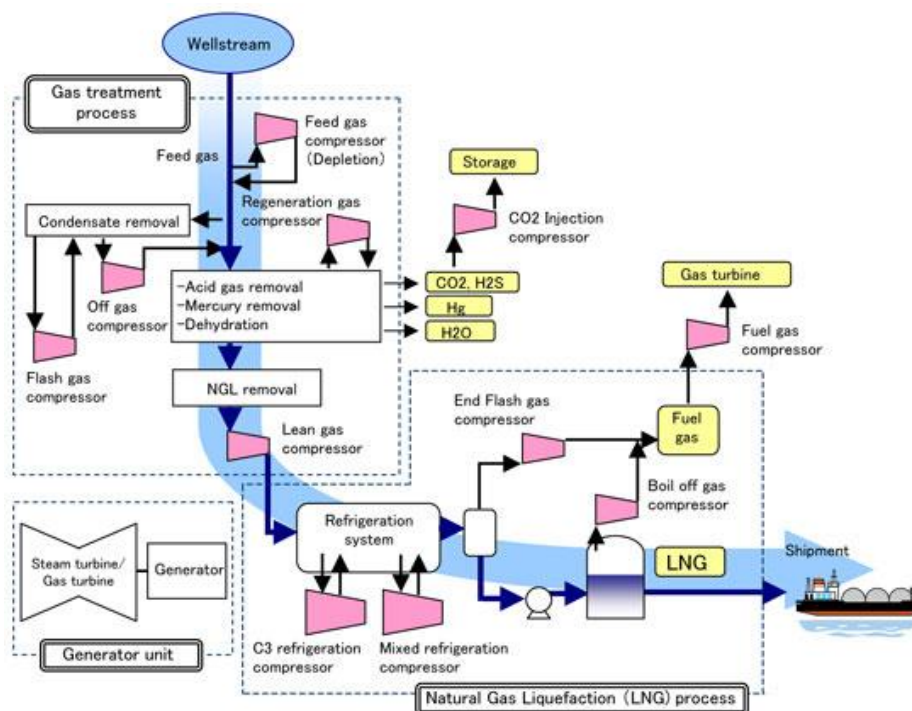
phases 2 et 3 ne sont pas finalisés mais devraient être alignés sur la phase 1 pour fournir un total d'environ 10 mtpa de GNL à partir des trois phases. Les projets GTA au Sénégal et en Mauritanie seront le premier projet FLNG à être développé sur une base modulaire pour atteindre 10 mtpa.

Cependant, les projets d'exportation de GNL à terre sont beaucoup plus courants que le FLNG et généralement beaucoup plus importants. Compte tenu du potentiel de ressources gazières plus important dans d'autres régions du Sénégal (par exemple, Yakaar-Teranga), des arguments solides peuvent être présentés pour un projet de GNL terrestre plus important, comme indiqué ci-dessous, qui sera l'objet de cette section.

GNL terrestre (onshore)

Les ressources gazières plus importantes ont eu tendance à être monétisées grâce au développement de projets de production et d'exportation de GNL à terre. Il existe un certain nombre de technologies de processus de liquéfaction qui ont été développées par les principaux IOC au fil des ans, notamment Conoco Philips, Shell, Exxon Mobil et Statoil. Mais le plus populaire est le processus C3MR ou AP-X d'APCI conçu par Air Products & Chemicals, suivi du processus en cascade optimisé de Conoco Philips et des processus C3MR et DMR de Shell. Le processus de réfrigération représente environ 75 % de l'énergie totale requise pour le processus. L'énergie est également nécessaire pour le fractionnement et l'énergie électrique pour toutes les machines, l'éclairage et le chauffage. Le besoin total en carburant pour l'ensemble du processus varie généralement entre 8 % et 13 % selon la technologie de liquéfaction utilisée, les conditions ambiantes et la composition du gaz.

Figure 70 Overall LNG production process



Source: Mitsubishi Heavy Industries

La période de construction des projets de GNL est généralement d'environ 4 à 5 ans, mais dépend fortement de l'endroit où le projet est développé en termes d'éloignement et de disponibilité des infrastructures, de la main-d'œuvre qualifiée et d'autres ressources, ainsi que d'autres facteurs politiques et spécifiques au pays.

Une photo de l'usine de GNL Asie-Pacifique de 9 mtpa de Conoco Phillips, mise en service en 2016, est présentée ci-dessous.

Figure 71 *APLNG plant - Western Australia*

Source: ConocoPhillips (Offshore Energy)

2.3.7.2. Le volume de ressource gazière nécessite

L'échelle du projet varie d'un projet à l'autre et dépend principalement de la quantité de réserves de gaz disponibles à monétiser au cours de la durée de vie prévue, généralement 30 ans (bien que certains des projets antérieurs soient en exploitation depuis environ 40 ans). La taille des trains de GNL a tendance à différer entre les différents fournisseurs de technologie de liquéfaction, certains fournisseurs ayant des conceptions et des tailles préétablies pour leurs usines. L'utilisation de conceptions et de capacités établies peut grandement améliorer l'efficacité et réduire les coûts. Jusque dans les années 1980, la taille des trains de GNL était relativement petite et moins standardisée. À la fin des années 1990 et au début des années 2000, la taille des trains était généralement d'environ 3,3 mtpa. À partir d'environ 2005, des trains plus grands ont commencé à être développés, avec une capacité de train atteignant 5,2 à 5,5 mtpa pour des projets de train unique en Égypte, à Trinité et en Angola. Le Qatar a été le seul pays à développer des méga trains d'une capacité de 7,8 mtpa (basé sur un processus hybride développé par APCI et Exxon-Mobil). Plus récemment, les fournisseurs de technologies ont étendu leurs conceptions standard et proposent des tailles plus personnalisées pour mieux répondre aux besoins du projet. Les projets plus récents développés en Australie et aux États-Unis ont des tailles de train comprises entre 4 et 5 mtpa.

Le GNL onshore peut être envisagé pour Yakaar-Teranga qui, selon les estimations, détiendrait environ 32 Tpi 3 de ressources gazières (dont plus de 20 Tpi 3 de gaz récupérable). Il s'agit d'une quantité importante de gaz, et c'est bien plus que ce qui serait nécessaire pour être approvisionné à terre pour les besoins du marché local. En supposant que 20% de ce gaz est utilisé pour approvisionner le marché local, les 80% restants du gaz récupérable estimé seraient suffisants pour développer un projet d'exportation de GNL produisant 10 mtpa de GNL pendant 30 ans nécessitant un approvisionnement en gaz de 1500 Mscfj (y compris la consommation de gaz combustible estimé à 10%).

2.3.7.3. Les analyses économiques et financières réalistes

Coûts Capex et Opex

Les coûts sont comparés sur la base de leurs coûts d'investissement unitaires (investissement total de l'usine divisé par la capacité, exprimé en USD/tpa) et incluent les coûts de l'unité de liquéfaction ainsi que des réservoirs de stockage de GNL et des infrastructures de soutien autour de l'usine. Les coûts des usines de liquéfaction à terre sont passés d'environ 300 à 400 \$ / tpa avant 2009 à entre 500 et 1 000 \$ / tpa entre 2010 et 2015. Plus récemment, les coûts ont plus que doublé pour atteindre environ 2 000 \$ / tpa. De nombreux facteurs ont conduit à ces augmentations des coûts en capital des nouvelles usines de GNL, notamment:

- Inflation mondiale et augmentation des prix des matières premières, en particulier des prix de l'acier et du pétrole brut

- Coûts de main-d'œuvre plus élevés pour le développement de projets récents dans les pays développés (par exemple en Australie, où la plupart des nouveaux projets récents ont été développés)
- Pénurie de ressources en sous-traitants EPC (seule une poignée d'entre eux se spécialisent dans les projets GNL) et forte demande pour le développement de projets d'exportation de GNL
- Projets en cours de développement dans des zones plus éloignées et plus difficiles, certaines étant soumises à des restrictions environnementales coûteuses (toujours principalement en Australie).

Étant donné que de nombreux pays prévoient de nouveaux projets d'exportation de GNL, la concurrence pour les ressources devrait rester forte au cours de la prochaine décennie, ce qui signifie que les coûts des nouvelles usines vertes ne devraient pas revenir aux niveaux d'avant 2010 ou à moins de 1000 \$ US / tpa. Notre hypothèse de coût de base pour un projet de liquéfaction de deux trains au Sénégal est de 1 250 \$ / tpa. Cela suppose que l'usine est développée à terre et qu'il n'y a pas de problèmes de localisation / d'éloignement importants. Notre hypothèse de 1 250 \$ US / tpa est basée sur une moyenne de 1 500 \$ US / tpa pour le premier train et 2/3 de ce coût pour le deuxième train, qui bénéficierait d'une certaine réduction des coûts grâce à l'utilisation d'infrastructures communes. En supposant que chaque train mesure 5 mtpa, cela donne une estimation du coût total en capital de l'usine de 12,5 milliards de dollars. En général, les coûts d'exploitation annuels moyens peuvent être estimés à environ 3 à 5% du coût total en capital (à l'exclusion du coût du gaz combustible).

Les coûts de production

Nous avons entrepris une analyse économique (actualisation des flux de trésorerie ou DCF) pour déterminer un tarif compétitif pour la production de GNL sur la base d'hypothèses relatives aux coûts (estimations CAPEX et OPEX discutées ci-dessus), au niveau d'endettement (avec une simple répartition des fonds propres) et au chiffre d'affaires (frais de péage, capacité) et autres hypothèses financières / commerciales (présentées ci-dessous). Les coûts / tarifs unitaires sont déterminés en divisant le revenu annuel minimum requis pour couvrir les coûts d'investissement et d'exploitation (du modèle DCF) par le GNL produit chaque année plus le coût de l'approvisionnement en gaz.

Figure 72 Hypothèses sur les coûts de production de GNL

Hypothèse	Valeur
Partage équitable	30%
Rendement des capitaux propres	10%
Part de la dette	70%
Coût de la dette / intérêts	5%
Taux de couverture	1.43
Dépréciation	20 ans
Imposition	30%

Source: Consultant

Sur la base d'un CAPEX de 12,5 milliards de dollars et d'un OPEX de 440 millions de dollars plus 10 % de gaz combustible évalué à 230 millions de dollars (sur la base de 4 \$/MMBtu), cela donne un tarif de production de GNL de 3,5 \$/MMBtu en supposant 10 mtpa (13,75 bcm/an). Notez que cela exclut le coût du gaz. En supposant 4 \$/MMBtu pour le gaz, cela donne un prix FOB du GNL de 7,5 \$/MMBtu.

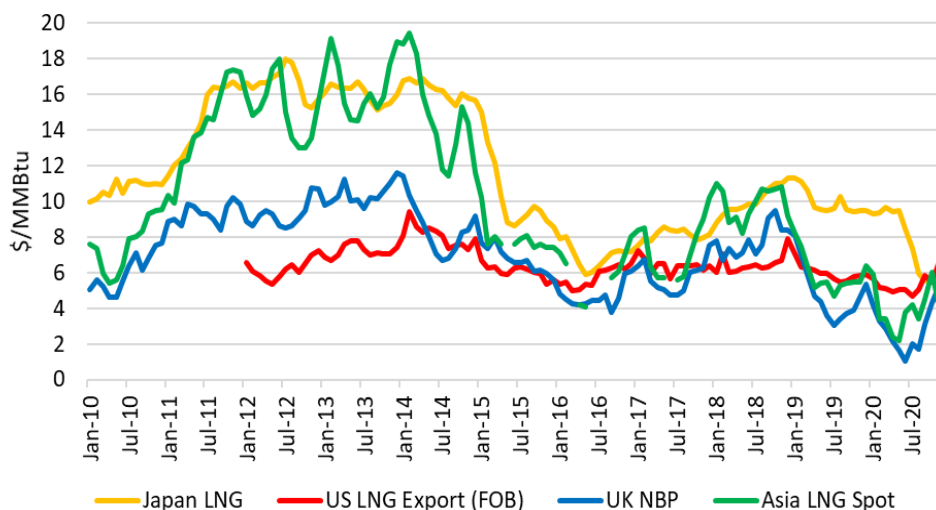
Prix de GNL

Les marchés du gaz nord-américain et européen sont entièrement libéralisés, les prix du gaz étant déterminés sur des plateformes commerciales théoriques ainsi que sur des bourses financières, et sont déterminés par les fondamentaux de l'offre et de la demande de gaz. UK National Balancing Point (NBP) et Dutch Title Transfer Facility (TTF) sont le principal hub gazier en Europe et les importations de gaz et de GNL sont généralement indexées sur les prix de ces hubs. D'autres hubs se développent en Italie, en France et en Espagne, où il existe encore des prix d'importation de gaz indexés sur le pétrole. Henry Hub près de la Louisiane sur la côte du Golfe est le principal hub gazier et point de tarification aux États-Unis par rapport auquel les autres hubs et importations sont tarifés. Les États-Unis passant d'un grand importateur de GNL à un grand exportateur de GNL, Henry Hub est désormais devenu la base de la tarification des exportations de GNL en provenance des États-Unis, où le prix à l'exportation du GNL (FOB) est le prix Henry Hub plus un coût fixe à couvrir (principalement) les coûts de liquéfaction (3 USD/4/MMBtu) plus 15 % de Henry Hub pour couvrir le coût du gaz combustible utilisé dans le processus de liquéfaction.

En Asie, le prix Platts JKM (Japan Korea Marker) est devenu un indicateur de prix négocié, les prix du GNL étant désormais également négociés sur des bourses à travers l'Asie. Cependant, une grande partie des ventes de GNL en Asie est toujours liée aux prix du pétrole brut, les fournisseurs préférant une plus grande certitude dans l'indexation du pétrole brut pour soutenir les revenus du projet, où le prix d'exportation du

GNL en \$/MMBtu est égal à $X \% \times \text{prix du pétrole brut (en \$ /bbl)}$ plus un coût fixe généralement pour couvrir l'expédition. $X \%$ varie généralement de 10 % à 16 % selon l'état du marché (avec 17,5 % étant la part du pétrole brut) et les frais d'expédition sont généralement d'environ 1 \$/MMBtu. De nombreux nouveaux accords d'approvisionnement à long terme ont été conclus entre des acheteurs de GNL asiatiques et des projets d'exportation de GNL américains au cours des 10 dernières années. Ces accords ont été basés sur les prix Henry Hub comme indiqué ci-dessus, et non sur l'indexation du pétrole brut, ce qui a conduit à un abandon des prix indexés sur le pétrole brut. Les contrats existants ont également été renégociés pour inclure des hybrides de pétrole brut, Henry Hub, JKM et d'autres indexations des prix du gaz.

Figure 73 Prix mondiaux du gaz



Source : Consultant

2.3.7.4. Les retombées et implications pour le Sénégal

La demande de GNL a augmenté rapidement au cours des vingt dernières années. La demande de GNL est passée d'environ 100 mtpa en 2000 à 250 mtpa en 2015, et était de 356 mtpa en 2020. La croissance de la demande a été observée dans le monde, notamment en Chine (>65 mtpa), avec l'Europe, l'Asie du Sud-Est, l'Inde, Japon, Corée du Sud, Moyen-Orient/Asie de l'Ouest et Amérique du Sud (tous à 20-30 mtpa chacun). La demande aux États-Unis a considérablement diminué alors que les États-Unis sont passés d'un gros importateur de GNL à un grand exportateur de GNL. La demande de GNL devrait continuer de croître pour atteindre plus de 500 mtpa d'ici 2030. Cela est dû à l'épuisement des ressources indigènes dans les pays dépendants du gaz, au passage du charbon et du pétrole au gaz dans la production d'électricité et à la poursuite du développement industriel dans les pays en développement. Le gaz/GNL est généralement considéré comme un carburant de transition au cours des 20 à 30 prochaines années vers un monde zéro carbone d'ici 2050, un délai suffisant pour justifier un nouveau grand projet d'exportation de GNL.

Les projets d'exportation de GNL sont des projets de projets complexes, mais les technologies utilisées sont maintenant bien comprises. Les projets onshore sont considérés comme moins risqués que les nouvelles technologies flottantes. Les projets de GNL, en particulier onshore, doivent être à grande échelle afin de bénéficier d'économies d'échelle.

Il y a suffisamment de ressources gazières au Sénégal pour justifier un autre projet majeur d'exportation de GNL de 8 à 10 mtpa (en plus et non lié au projet GTA de 10 mtpa déjà en cours de développement). Cela créera de nombreux emplois au cours de la période de construction de 5 ans, mais les besoins en main-d'œuvre locale diminueront considérablement après cette période. Le projet d'exportation de GNL étant situé sur la côte, il n'y a pas d'impact ou de bénéfice majeur pour le développement du marché gazier local. Confirmer les exportations de GNL comme voie principale de monétisation peut réduire l'incertitude sur le développement du champ et donc accélérer la disponibilité de l'approvisionnement en gaz sur le marché du charbon. Mais cela peut dépendre de l'achèvement de la construction de l'usine, qui peut prendre 5 ans, à moins qu'il ne soit possible de fournir du gaz au marché local avant cela. Ce sera plus difficile pour les champs plus au large nécessitant de longs pipelines sous-marins et pour des réservoirs plus complexes.

Les usines de GNL sont très capitalistiques, la majorité des investissements étant réalisés en amont. Cela signifie que les prêteurs de projets exigent l'assurance d'un flux de trésorerie fiable jusqu'au remboursement des prêts. Historiquement, cela a été réalisé en vendant presque tout le GNL à des acheteurs dans le cadre de contrats à long terme (15-20 ans) avec des prix indexés sur les prix internationaux du pétrole brut ou du

gaz. C'est encore important aujourd'hui, surtout compte tenu de la transition vers des carburants plus verts. Être en mesure de conclure des contrats d'enlèvement à long terme avec des acheteurs sera la clé du développement et du financement d'un autre projet au Sénégal comme cela a été le cas pour GTA.

Il existe une grande concurrence entre les projets planifiés à l'échelle mondiale pour garantir des ressources abordables et l'accès au marché. Il existe de nombreux autres défis spécifiques aux projets ou aux pays auxquels chacun des projets planifiés est confronté, ce qui signifie que tous les projets ne seront pas développés en même temps et que certains peuvent ne pas être réalisés du tout. Les États-Unis suscitent un intérêt considérable depuis 2009. Avec des augmentations importantes de la production de pétrole et de gaz de schiste, les prix du gaz en Amérique du Nord se sont effondrés et sont restés bas (< 3 \$/MMBtu) depuis 2015. Cela a incité les propriétaires de terminaux d'importation de GNL à demander l'approbation du gouvernement pour la conversion de leurs terminaux en projets d'exportation de GNL. Avec une infrastructure commune déjà en place (par exemple, des réservoirs de stockage, une jetée), les investissements majeurs requis seraient principalement pour les unités de liquéfaction. Six de ces terminaux ont déjà été convertis en grands projets d'exportation d'une capacité totale de 77 mtpa. Une capacité supplémentaire de 60 mtpa provenant de projets nouveaux et élargis est actuellement en construction. En plus de cela, une autre capacité de 150+ mtpa a reçu l'approbation du gouvernement américain mais n'est pas encore en construction. La quantité supplémentaire de GNL américain mis en ligne aura un impact sur la quantité de nouveau GNL pouvant être fourni sur le marché mondial à partir d'autres pays. Remarque Le Qatar a également récemment annoncé FID sur un programme d'expansion majeur portant sa capacité de production de GNL de 77 mtpa à plus de 110 mtpa d'ici 2026 et potentiellement à plus de 126 mtpa d'ici 2027.

Les projets d'exportation de GNL américain s'approvisionneraient en gaz sur le marché américain très liquide aux prix du marché. Avec des prix du marché du gaz à des niveaux similaires aux coûts de production de gaz dans d'autres pays avec des projets de GNL prévus (< 3 \$/MMBtu), mais avec des coûts de production moins élevés, les États-Unis sont devenus un exportateur majeur de GNL à moindre coût. Cependant, les prix du marché du gaz américain sont déterminés par les fondamentaux de l'offre et de la demande de gaz aux États-Unis et il existe un risque que les prix du gaz américain augmentent et rendent les exportations de GNL plus coûteuses. Dans ce cas, un acheteur plus averse au risque préférerait s'approvisionner en GNL auprès d'autres pays où le coût d'approvisionnement est plus certain et plus stable. Dans tous les cas, compte tenu des vastes ressources gazières du Sénégal et de la relative facilitée de développement d'un projet d'exportation de GNL à terre (en dehors de l'importation de main-d'œuvre qualifiée), nous pensons qu'un projet à terre au Sénégal devrait être en mesure de rivaliser avec un nouveau projet de GNL américain, en particulier si les prix du marché du gaz américain dépassent 4 \$/MMBtu. Un prix du gaz Henry Hub de 4 \$/MMBtu donnerait un prix FOB du GNL américain de 4,6 à 7,6 \$/MMBtu en fonction du montant remboursé au coût irrécupérable de 3 \$/MMBtu pour la capacité de liquéfaction (c'est-à-dire 0 \$ ou 3 \$/MMBtu complets). Des frais d'expédition supplémentaires d'environ 1 \$/MMBtu depuis les États-Unis doivent être ajoutés au Sénégal ou en plus des coûts du Sénégal vers l'Asie ou l'Europe. 5,6-8,6 \$/MMBtu se compare à un prix FOB estimé de 7,5 \$/MMBtu pour les exportations de GNL du Sénégal. Si les prix du Henry Hub devaient augmenter à 5 \$/MMBtu et au-dessus, cela favoriserait fortement le GNL sénégalais.

La construction et l'exploitation d'une installation LNG représente un risque d'impacts environnementaux et sociaux. Les principaux risques environnementaux et sociaux sont comme suit :

- Les impacts environnementaux résultent principalement des émissions atmosphériques, des rejets d'eaux usées, des déchets solides, du bruit, des odeurs et des effets visuels ou esthétiques.
- Il existe un risque de contamination grave des eaux de surface, du sol et des eaux souterraines par des fuites ou des déversements accidentels de produits chimiques et d'hydrocarbures.
- De grands volumes de déchets solides sont produits.
- Des niveaux de bruit important sont générés.
- Les produits stockés sont combustibles et explosifs et présentent un risque pour la santé et la sécurité des travailleurs et des communautés voisines.
- La libération des emprises pourrait entraîner des impacts sociaux.
- Les installations comprennent des structures marines pour le chargement des navires. Ces structures pourraient entraîner des impacts sur la morphologie du littoral (érosion côtière) et avoir des impacts sur la navigation maritime, en particulier les bateaux de pêche artisanale.

Le rapport de la Phase 3 comprend une évaluation spécifique des sites potentiels retenus pour l'implantation des installations.

2.3.7.5. Avitaillement de GNL (LNG Bunkering)

En janvier 2020, l'Organisation maritime internationale de l'ONU a mis en place des normes de réduction du soufre pour les carburants de soutage des navires à un maximum de 0,5 % de soufre (contre 4,5 % de soufre fixé en 2005). L'exigence d'émissions de soufre de l'OMI 2020 s'applique à tous les navires de plus de 400 tonnes brutes couvrant plus de 100 000 navires dans le monde, dont la moitié sont des navires plus petits qui brûlent déjà du carburant à faible teneur en soufre. Les autres armateurs ont des options différentes. Ils peuvent:

- Continuer à brûler des carburants à plus forte teneur en soufre (par exemple, 3,5 % de mazout de soufre IFO 380 CST ou 1,5 à 2 % de gasoil marin ou de diesel) et installer des épurateurs pour nettoyer les émissions
- Passer à un carburant contenant moins de 0,5 % de soufre tel que le diesel marin à faible teneur en soufre (MDO) ou le fioul à très faible teneur en soufre (VLSFO) tous deux contenant 0,1 % de soufre
- Passer au GNL, qui est proche de 0 % de soufre, ou à d'autres carburants à faible teneur en soufre comme le méthanol ou l'ammoniac (mais qui sont beaucoup moins courants).

L'option la plus simple consiste à passer au MDO ou au VLSFO à faible teneur en soufre nécessitant peu ou pas de coûts initiaux avec l'utilisation de l'infrastructure de soutage existante dans les ports. Mais les prix du diesel marin à faible teneur en soufre et du mazout à très faible teneur en soufre sont plus du double du prix du mazout à haute teneur en soufre. En termes de laveurs, il y a environ 1000 navires qui ont déjà été équipés de laveurs. Le coût initial de l'installation d'épurateurs est estimé à environ 3 millions de dollars pour moderniser un pétrolier typique (un peu moins pour une nouvelle construction), et permettrait au navire de continuer à brûler du mazout à haute teneur en soufre moins cher. Cependant, un problème majeur avec l'installation des épurateurs est de savoir quoi faire avec l'eau de lavage extraite des épurateurs. Malgré la réduction des émissions de soufre, une préoccupation majeure pour les options à faible teneur en soufre et les épurateurs à l'avenir est la prochaine étape après la réduction du soufre ? D'autres émissions de GES nocives pour l'environnement telles que le CO₂, dont le gasoil et le fioul produisent beaucoup, pourraient faire l'objet de futurs plafonnements et réglementations. Les épurateurs devront peut-être être modernisés ou remplacés pour répondre aux normes de l'OMI sur les émissions de GES à l'avenir.

Le passage au GNL respecte non seulement le seuil maximal de soufre de l'OMI, mais émet également moins de particules et d'émissions de GES que le gasoil et le fioul et est également moins cher que le gasoil et le fioul. Cependant, les coûts d'installation d'un moteur GNL dans un nouveau navire, estimés à environ 5 millions de dollars, sont supérieurs d'environ 2 millions de dollars au coût d'installation de laveurs. De plus, la modernisation d'un navire existant est un défi car le réservoir de GNL requis est plus grand que celui du gasoil/VLSFO, car le GNL occupe environ deux fois plus d'espace que le gasoil pour le même contenu énergétique. Cela signifie que le GNL est en grande partie la seule option pour les nouvelles constructions. Actuellement, environ 15 % des nouveaux navires du carnet de commandes seront alimentés au GNL.

Les inconvénients du GNL comprennent le manque d'infrastructures de soutage dans de nombreux ports dans le monde et les difficultés à acheminer l'approvisionnement en GNL aux ports qui n'importent pas déjà de GNL. Cependant, en Europe, 40 ports proposent actuellement le soutage de GNL et 50 autres ports sont en cours de planification. Aux États-Unis, il existe actuellement quatre ports qui offrent du ravitaillement en GNL avec de bonnes perspectives pour 20 autres ou plus. Il existe 20 autres ports dans le monde qui proposent le soutage de GNL, notamment en Australie, aux Émirats arabes unis, à Singapour, au Japon et en Chine, et bien d'autres sont actuellement envisagés. Le GNL est également mieux adapté aux navires qui utilisent un itinéraire commun/prévisible ou point à point (par exemple, les ferries, les paquebots de croisière et les porte-conteneurs) maritimes avec la certitude de se ravitailler au port. Cependant, environ la moitié du marché des navires-citernes ou du transport de vrac sec opère sur la base d'un affrètement à un seul voyage, avec une incertitude quant au prochain port. Tant que le soutage de GNL ne sera pas plus répandu, l'adoption du GNL comme carburant pour les navires sur ce marché sera plus lente. Bien que les incertitudes concernant les nouvelles réglementations potentielles sur les émissions présentent des opportunités potentielles pour le GNL dans le ravitaillement, elles présentent également des défis. Investir dans un nouveau navire et sa propulsion par carburant est un investissement de 20 à 30 ans. Certains navires plus gros peuvent être en service encore plus longtemps.

Il existe encore de grandes inquiétudes concernant de nouveaux changements dans les restrictions d'émissions et les nouvelles technologies et ce qu'ils pourraient signifier pour les investissements actuels réalisés dans la technologie de transport de GNL. L'OMI s'est déjà fixé un objectif provisoire de réduction des émissions de GES de 50 % d'ici 2050. Si la combustion du GNL entraîne une réduction de 100 % du soufre et des particules et réduit les oxydes d'azote, elle n'offre qu'une réduction de 20 à 25 % du dioxyde de carbone par rapport au diesel. Par conséquent, les plans et le calendrier de réduction des émissions de GES de l'OMI présentent toujours une incertitude pour les investissements dans les navires alimentés au GNL. D'autres options telles que les carburants renouvelables (par exemple, le biodiesel, l'ammoniac vert ou l'e-

méthanol) ou pour les petits navires, les moteurs électriques, présentent des alternatives de plus en plus compétitives et plus propres au GNL.

La croissance du GNL comme carburant dans le transport maritime sera toutefois axée sur les nouveaux navires, car la modernisation des navires existants pour brûler du GNL n'est généralement pas une option économique. Cependant, alors que le manque actuel d'infrastructures de soutage de GNL créera des défis à court terme, ce problème est rapidement résolu par les ports du monde entier où l'approvisionnement en GNL est disponible.

Pour le Sénégal, la fourniture d'un soutage de GNL au marché international dépend si le Sénégal se trouve sur des routes maritimes communes, les types de navires qui passent, la fréquence ou la prévisibilité de la route du navire, ainsi que la compétitivité du prix des soutages de GNL. versus au soutage des ports de chargement ou de destination. Pour les navires commerciaux locaux/régionaux, le principal problème sera la taille des navires et si le stockage de GNL peut être ajouté ou s'il existe une demande suffisante pour de nouveaux navires de construction alimentés au GNL. Pour les petits navires, ceux-ci ne seront pas soumis aux réglementations internationales sur les émissions. Par conséquent, continuer à utiliser l'Essence ou le MDO est susceptible de passer moins cher que le GNL, avec un passage aux moteurs électriques comme une option potentiellement moins chère à l'avenir (batteries rechargées à l'aide de l'énergie solaire). Pour les plus gros navires, si le ravitaillement en GNL est fourni, les navires peuvent passer au GNL. Mais une assurance sera nécessaire sur la disponibilité du soutage de GNL avant que de nouveaux navires ne soient commandés. Cela peut être mieux fourni en se concentrant sur et en sécurisant les services de soutage de GNL du commerce international. La demande sénégalaise en essence (Essence) pour l'avitaillement des petits navires (Pirogue) était de 60 000 tonnes en 2019. La demande de gasoil pour l'avitaillement des grands navires (Soutes) était de 160 000 tonnes en 2019.

A titre d'exemple, Total a récemment signé un accord avec CMA CGM pour fournir environ 0,27 mtpa de GNL par an pour leurs 5 nouveaux porte-conteneurs de 15 000 EVP alimentés au GNL, avec du soutage en France et à Singapour. En ce qui concerne les ports, le port de Rotterdam a fourni un soutage de GNL de 22 747 tonnes en 2019, contre 9 500 en 2018 via ses 3 navires de soutage. Cela devrait atteindre 1 mtpa de GNL d'ici 2030.

2.3.8. Gaz Infrastructures à mettre en place

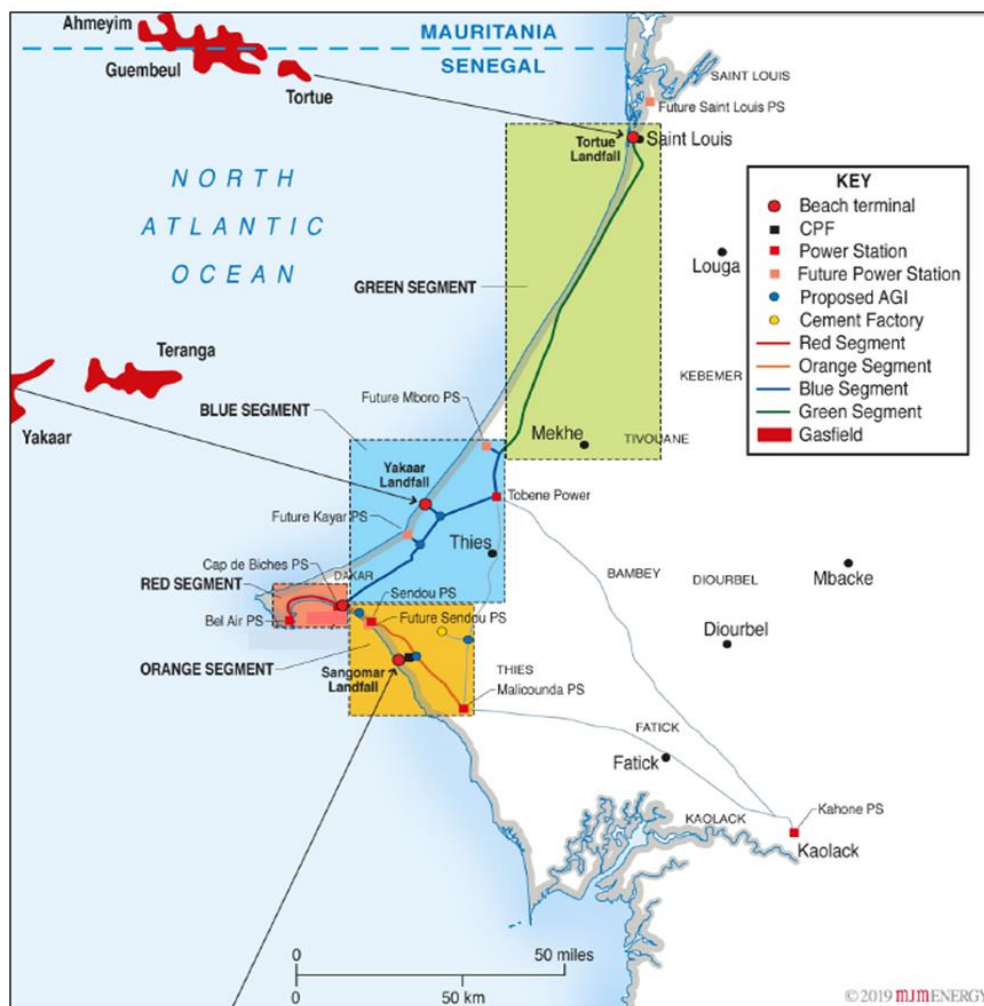
Des investissements substantiels dans les infrastructures de transport et de distribution de gaz seront nécessaires pour fournir du gaz aux clients nouveaux et existants de l'électricité et de l'industrie. Aucun gazoduc n'est supposé être développé en dehors de Dakar et de sa région environnante étant donné que c'est là que se trouvent les régions densément peuplées et où de nouveaux grands projets de charge d'ancrage tels que de nouvelles centrales électriques et potentiellement des projets d'exportation de gaz sont prévus pour être développés.

Les exportations de gazoduc vers les pays voisins ne sont pas considérées comme prioritaires par rapport aux exportations d'électricité, bien que cette dernière n'ait pas encore été examinée en détail par la Senelec (toutes les nouvelles centrales prévues par la Senelec sont supposées être approvisionnées localement). Pour les clients qui sont situés plus loin des centres de demande, tels que les clients du secteur minier, l'approvisionnement en gaz par camionnage au CNG ou au GNL devrait être envisagé. Ci-dessous, nous discutons des exigences, des options et des détails concernant le transport de gaz, la distribution de gaz et le camionnage au CNG / GNL à différents clients du Sénégal.

2.3.8.1. Réseau de gaz

Comme détaillé dans la phase 1 et dans la stratégie Gas-to-Power, les plans de développement des réseaux de gazoducs de transport de gaz comprennent trois principaux réseaux régionaux de transport de gaz (indiqués ci-dessous comme les segments rouge, bleu et orange) et un réseau optionnel (segment vert). Les principales caractéristiques de ceux-ci sont discutées ci-dessous avec notre point de vue sur les exigences, les options et les détails pour chacun. Un résumé des volumes qui devraient être consommés à travers le Sénégal est également présenté ci-dessous et aidera à déterminer les flux de gaz à travers les réseaux de gaz.

Figure 74 Réseau de gaz planifié au Sénégal



Source : MJM Senegal Gas Transportation Project, Final Report

Figure 75 Exigences d'approvisionnement en gaz à Dakar et dans les régions environnantes

MMscfd Segment	Mboro/Tobene/Kayar Blue	Bel-Air Red	CdB Red	Sendiou/Malicounda Orange	Total
Phase 1 (2021-2025)	48	24	76	11	159
Phase 2 (2026-2035)	151	7	24	18	199
Phase 3 (2036-2050)	151	0	28	103	282
Total	350	30	128	132	640

Source: Consultant

Principaux réseaux de gaz**Segment rouge:** pipeline de 25 km du Cap des Biches à Bel-Air

- Compte tenu des défis d'un pipeline terrestre à travers la zone densément peuplée, Une décision a été prise par les autorités de ne plus considérer le tronçon de gazoduc Cap des Biches-Bel Air.
- Cependant à l'avenir la possibilité d'un gazoduc offshore de Cap des Biches à Bel Air peut être étudiée et développée si possible. Cela permettra d'alimenter en gaz les centrales de Bel Air une fois le contrat avec le FSRU KARMOL terminé.

Segment bleu: pipeline de 75 km de Mboro au Cap des Biches

- Le segment Bleu est l'endroit où la majorité de la nouvelle production d'électricité au gaz du Sénégal devrait être développée en commençant par la conversion de l'IPP de Tobene et du nouveau CCGT à Mboro, qui nécessitera 48 MMscfd. Dans la phase 2, 1 200 MW de nouvelle capacité de CCGT sont supposés être développés avec une demande de gaz de 151 MMscfd. Dans la phase 3, un autre 1200 MW est supposé avec une demande supplémentaire de 151 MMscfd. Mboro et Kayar sont de bons emplacements pour le développement de centrales électriques car ils sont proches de l'endroit où le gaz de Yakaar-Teranga devrait débarquer. Notez que ces capacités de la centrale sont basées sur l'analyse telle que discutée dans la section 2.3.1.2.
- Alors que cette région / ce segment devrait consommer beaucoup de gaz, les nouvelles centrales électriques devraient être situées près de la mer, là où l'approvisionnement en gaz arrive à terre, et ne nécessiteraient donc pas la construction de grandes lignes de transport de gaz. Le besoin du réseau de transport de gaz serait donc principalement basé sur l'approvisionnement de la demande de Cap des Biches, et son extension via Cap des Biches pour répondre à la demande à Bel-Air et à une partie de la demande prévisionnelle Sendiou / Malicounda (voir segment Orange ci-dessous).
- La demande au Cap des Biches devrait être de 11 MMscfd pour les usines de HFO converties, plus 50% de la demande industrielle existante (12,5 MMscfd) plus 53 MMscfd des nouvelles centrales électriques opérationnelles d'ici 2024-2025, soit un total de 76 MMscfd. La demande devrait encore augmenter avec le développement de la nouvelle demande industrielle (17,5 + 27,5 MMscfd) et la demande de carburant routier au CNG (7 MMscfd) pour atteindre 128 MMscfd.
- Le capex du pipeline de 75 km est estimé à 90 millions de dollars avec un Opex annuel de 10 millions de dollars / an (y compris les besoins en gaz combustible) avec un débit moyen de 200 MMscfd et une capacité de 260 Mscfd pour répondre à la demande de pointe. Cela suppose qu'une partie du gaz nécessaire pour répondre à la demande de Malicounda / Sendiou est fournie via Cap des Biches (~ 80 MMscfd voir ci-dessous), le reste provenant de Sangomar.
- Si l'approvisionnement en gaz de Sangomar n'est pas disponible, l'approvisionnement en gaz via le segment Bleu devrait également répondre à toute la demande de Malicounda / Sendiou avec un débit moyen plus élevé de 290 MMscfd et une capacité de 350 MMscfd pour répondre à la demande de pointe.

Segment orange: pipeline de 65 km du Cap des Biches à Malicounda

- Si le gaz Sangomar est disponible avant Yakaar-Teranga, le segment Orange peut être construit pour fournir initialement le gaz excédentaire de Sangomar au Cap des Biches une fois que la demande de Sendiou / Malicounda est satisfaite. À l'avenir, comme indiqué ci-dessus, l'approvisionnement en gaz peut être du Cap des Biches à Sendiou / Malicounda pour toute demande restante non satisfaite par l'offre de Sangomar (également en fonction du moment et du moment où de nouvelles centrales électriques sont développées à Malicounda).
- La demande de gaz à Sendiou / Malicounda est supposée être initialement pour la conversion de l'usine HFO de Malicounda nécessitant 11 MMscfd, plus la moitié de la croissance supposée de la demande industrielle (17,5 MMscfd). Dans la phase 3, nous supposons le développement de 600 MW de nouveaux CCGT plus une nouvelle croissance de la demande industrielle (27,5 MMscfd) nécessitant 103 MMscfd, soit une demande totale de 132 MMscfd. Notez que ces emplacements d'usines sont basés sur nos propres hypothèses et l'analyse de la section 2.3.1.2.

- Les dépenses d'investissement pour le pipeline de 65 km sont estimées à 75 millions de dollars avec un Opex annuel de 7 millions de dollars par an (y compris les besoins en gaz combustible) avec un débit moyen de 80 MMscfd et une capacité de 110 MMscfd pour répondre à la demande de pointe. Cela suppose un approvisionnement en gaz de 55 MMscfd de Sangomar directement à Malicounda.
- Si l'approvisionnement en gaz de Sangomar n'est pas disponible et que toute l'approvisionnement se fait via Cap des Biches, le débit moyen serait de 130 MMscfd avec une capacité de 160 MMscfd pour répondre à la demande de pointe.

Principaux réseaux de gaz optionnels

Segment vert: pipeline de 150 km reliant Mboro à Saint-Louis

- Le segment vert se concentre sur la mise à disposition du gaz GTA pour les principaux centres de demande autour de Dakar. La plupart du gaz de la RGT sera exporté sous forme de GNL, cependant, il est nécessaire que du gaz soit fourni au marché local (~ 20%).
- Tous les approvisionnements locaux en gaz de la phase 1 de la GTA (~ 35 MMscfd sur ~ 180 MMscfd) devraient être destinés à la nouvelle centrale électrique qui sera construite à Saint-Louis, qui doit être opérationnelle d'ici 2025. Approvisionnement local en gaz des phases 2 et 3 de GTA est encore incertain et est estimé à 90 MMscfd (45 MMscfd de chaque phase - sur la base de la même part de l'approvisionnement total en gaz pour le marché local que pour la phase 1 de la RGT). Si elle est fournie localement, elle devra être livrée aux marchés proches de Dakar, ce qui nécessitera le développement d'un pipeline de 150 km car, à part la nouvelle centrale électrique, la demande de gaz et d'électricité autour de Saint-Louis devrait être faible.
- L'approvisionnement en gaz des phases 2 et 3 de GTA dépendra de la nécessité de répondre à la demande de gaz autour de Dakar et de la compétitivité du gaz GTA par rapport à l'approvisionnement de Yakaar-Teranga et Sangomar, tous deux de qui sont plus proches de Dakar.
- L'approvisionnement en gaz de Yakaar-Teranga sera probablement plus que suffisant pour répondre à la demande locale, de sorte que le gaz GTA peut ne pas être nécessaire pour les marchés autour de Dakar. Si le gaz GTA coûte beaucoup moins cher que le gaz Yakaar-Teranga et qu'il est moins coûteux de construire le gazoduc et de fournir du gaz GTA à Dakar, cela pourrait déplacer une partie du gaz Yakaar-Teranga.
- Les investissements pour le pipeline de 150 km de Saint-Louis à Mboro sont estimés à 170 millions de dollars avec un Opex annuel de 30 millions de dollars / an (y compris les besoins en gaz combustible) avec un débit moyen de 90 MMscfd et une capacité de 120 MMscfd pour répondre à la demande de pointe.

Résumé

Il y a manifestement beaucoup d'incertitude quant à savoir si et quand les différents réseaux de gaz devraient être développés et pour quelle capacité ils devraient être planifiés. Une grande partie de l'incertitude dépend du moment et de la provenance de l'approvisionnement en gaz et le développement de nouvelles centrales ou la reconversion de centrales existantes. Yakaar-Teranga et Sangomar devraient être en ligne d'ici 2025, ce qui correspond au moment où les principales centrales électriques devraient commencer à être développées ou converties à Cap des Biches, Mboro / Kayar et Malicounda. Cela sera exploré plus en détail dans la phase 3 lorsque nous examinerons l'optimisation des projets gaziers et des options d'approvisionnement en gaz. Sur la base de nos informations actuelles, nous formulons les recommandations initiales suivantes.

1. **Segment Bleu:** Si Yakaar / Teranga et / ou GTA Phase 2/3 est mis en ligne avant Sangomar, alors le segment Bleu devrait être développé pour fournir du gaz à Cap des Biches et Bel-Air. Si Sangomar est mis en ligne avant Yakaar-Teranga, il est peu probable qu'il soit en mesure de répondre à la demande à Malicounda, CdB ainsi qu'à Tobene et Mboro, auquel cas le segment Bleu devrait être retardé jusqu'à la phase Yakaar-Teranga ou GTA. 2/3 de gaz est disponible.
2. **Segment Orange:** il faudrait le développer pour fournir du gaz à Malicounda. La capacité du gazoduc dépendrait de la disponibilité du gaz Sangomar. S'il n'est pas disponible, tout le gaz s'écoulerait du Cap des Biches à Malicounda. S'il est disponible, seul un approvisionnement supplémentaire serait nécessaire de CdB. Le calendrier du réseau Orange dépendrait du calendrier de conversion et de construction de nouvelles usines à Malicounda et du calendrier d'approvisionnement de Sangomar.
3. **Segment vert:** il n'est peut-être même pas nécessaire de le développer en fonction de la disponibilité du gaz de l'autre approvisionnement et des plans de monétisation de la RGT (par exemple, il faut envoyer plus de gaz au marché local que prévu).

Une liste de toutes les hypothèses relatives à la capacité de la centrale et aux besoins en gaz évoquées ci-dessus est présentée dans le tableau ci-dessous.

Figure 76 Exigences d'approvisionnement en gaz par usine et région

<u>Nom Centrale</u>	<u>Segment</u>	<u>MMscfd</u>	<u>Capacité MW</u>	<u>HHV Efficience</u>	<u>Utilisation</u>	<u>Début fourniture gaz</u>	
<i>Karpower LNG to Power</i>	Red	31.1	220	43%	77%	2021	Phase 1
Bel-Air/Hann	Red	8.4	93	43%	50%	2021	Phase 1
TAG4	Red	2.7	30	43%	50%	2021	Phase 1
Cap-des-Biches-C4	Red	2.7	30	44%	50%	2025	Phase 1
CdB-Contour Global	Red	7.9	88	44%	50%	2024	Phase 1
Maliconda-IPP	Orange	10.9	120	43%	50%	2024	Phase 1
Tobene-IPP	Blue	10.4	115	43%	50%	2024	Phase 1
New Cap des Biches IPP	Red	37.8	300	50%	80%	2024	Phase 1
New Mboro IPP	Blue	37.8	300	50%	80%	2024	Phase 1
New St Louis IPP	Green	28.3	225	50%	80%	2025	Phase 1
New EPC CDB IPP	Red	15.1	120	50%	80%	2025	Phase 1
Industry Dakar Existing	Red	25					Phase 1
Industry CdB/Malicounda New	Red / Orange	35					Phase 2
CNG Road Fuel Dakar New	Red	13.3					Phase 2
New Mboro/Kayar Candidates	Blue	37.8	300	50%	80%	2029	Phase 2
New Mboro/Kayar Candidates	Blue	37.8	300	50%	80%	2031	Phase 2
New Mboro/Kayar Candidates	Blue	37.8	300	50%	80%	2033	Phase 2
New Mboro/Kayar Candidates	Blue	37.8	300	50%	80%	2035	Phase 2
<i>New Malicounda Candidates</i>	<i>Orange</i>	<i>37.8</i>	<i>300</i>	<i>50%</i>	<i>80%</i>	<i>2037</i>	<i>Phase 3</i>
<i>New Malicounda Candidates</i>	<i>Orange</i>	<i>37.8</i>	<i>300</i>	<i>50%</i>	<i>80%</i>	<i>2039</i>	<i>Phase 3</i>
<i>New Mboro/Kayar Candidates</i>	<i>Blue</i>	<i>37.8</i>	<i>300</i>	<i>50%</i>	<i>80%</i>	<i>2041</i>	<i>Phase 3</i>
<i>New Mboro/Kayar Candidates</i>	<i>Blue</i>	<i>37.8</i>	<i>300</i>	<i>50%</i>	<i>80%</i>	<i>2043</i>	<i>Phase 3</i>
<i>New Mboro/Kayar Candidates</i>	<i>Blue</i>	<i>37.8</i>	<i>300</i>	<i>50%</i>	<i>80%</i>	<i>2045</i>	<i>Phase 3</i>
<i>New Mboro/Kayar Candidates</i>	<i>Blue</i>	<i>37.8</i>	<i>300</i>	<i>50%</i>	<i>80%</i>	<i>2048</i>	<i>Phase 3</i>
Industry CdB/Malicounda New	Red/Orange	55.0					Phase 3
<i>Total</i>		668.5	4421	<i>excl. Karpower</i>			

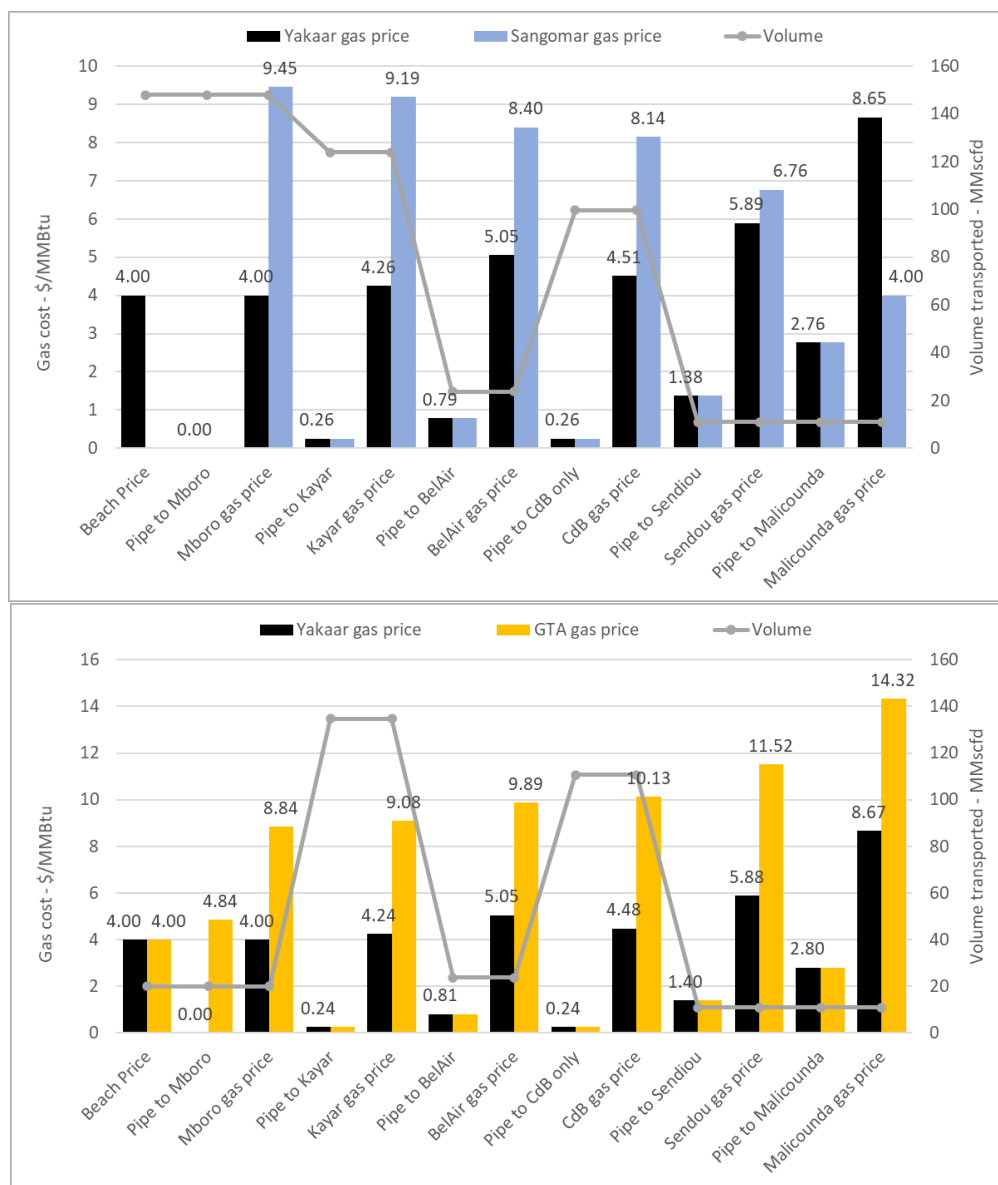
Source: Consultant

2.3.8.2. Coût de l'approvisionnement en gaz et volumes sur les réseaux

Comme pour l'estimation des coûts de production d'électricité, nous avons entrepris une analyse économique (actualisation des flux de trésorerie ou DCF) pour déterminer un tarif compétitif pour le transport du gaz sur la base d'hypothèses relatives aux coûts (estimations CAPEX et OPEX discutées ci-dessus), niveau de répartition simple des fonds propres de la dette, illustrée ci-dessous) et des revenus (frais de péage, capacité) et autres hypothèses financières / commerciales. Les coûts / tarifs unitaires sont déterminés en divisant le revenu annuel minimum requis pour couvrir les coûts d'investissement et d'exploitation (du modèle DCF) par le gaz transporté chaque année. Nous ajoutons cela au coût supposé du gaz à la plage afin d'évaluer comment le coût de l'approvisionnement en gaz change à travers le réseau.

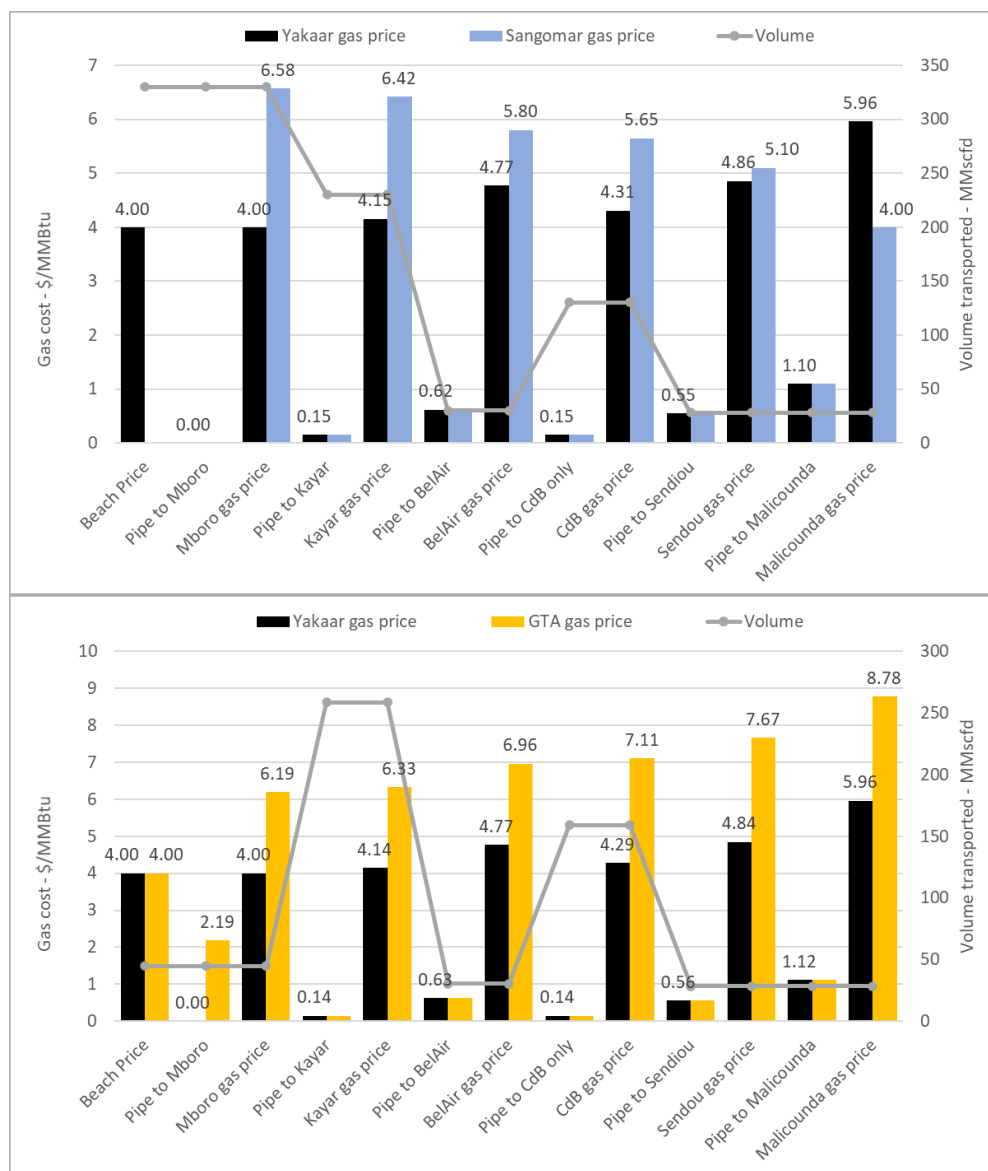
Les coûts de transport et d'approvisionnement en gaz sont indiqués en barres dans les graphiques ci-dessous. Pour l'approvisionnement en gaz de Sangomar, nous commençons avec un prix de plage à / près de Malicounda et ajoutons les frais de transport jusqu'à Mboro. Pour le gaz Yakaar-Teranga et GTA, nous commençons avec le prix de la plage à Mboro et Saint-Louis et ajoutons les frais de transport jusqu'à Malicounda. Les volumes transportés entre les principaux centres de demande sont indiqués par la ligne grise. Comme prévu, les coûts de transport du gaz sont plus élevés pour les longues distances et pour les volumes transportés plus faibles. On suppose que le coût de l'approvisionnement en gaz de la région du Grand Toronto est plus élevé, compte tenu des coûts supplémentaires de transport par pipeline de Saint-Louis à Mboro. Cependant, dans nos hypothèses de prix du gaz (par exemple dans la section 2.3.1), nous supposons un prix moyen pour chaque zone, en prenant la moyenne entre le prix Yakaar-Teranga et Sangomar ou le prix Yakaar-Teranga et GTA.

Figure 77 *Phase 1 – Coûts d'approvisionnement de Yakaar-Teranga / Sangomar par rapport aux coûts d'approvisionnement de Yakaar-Teranga / GTA*



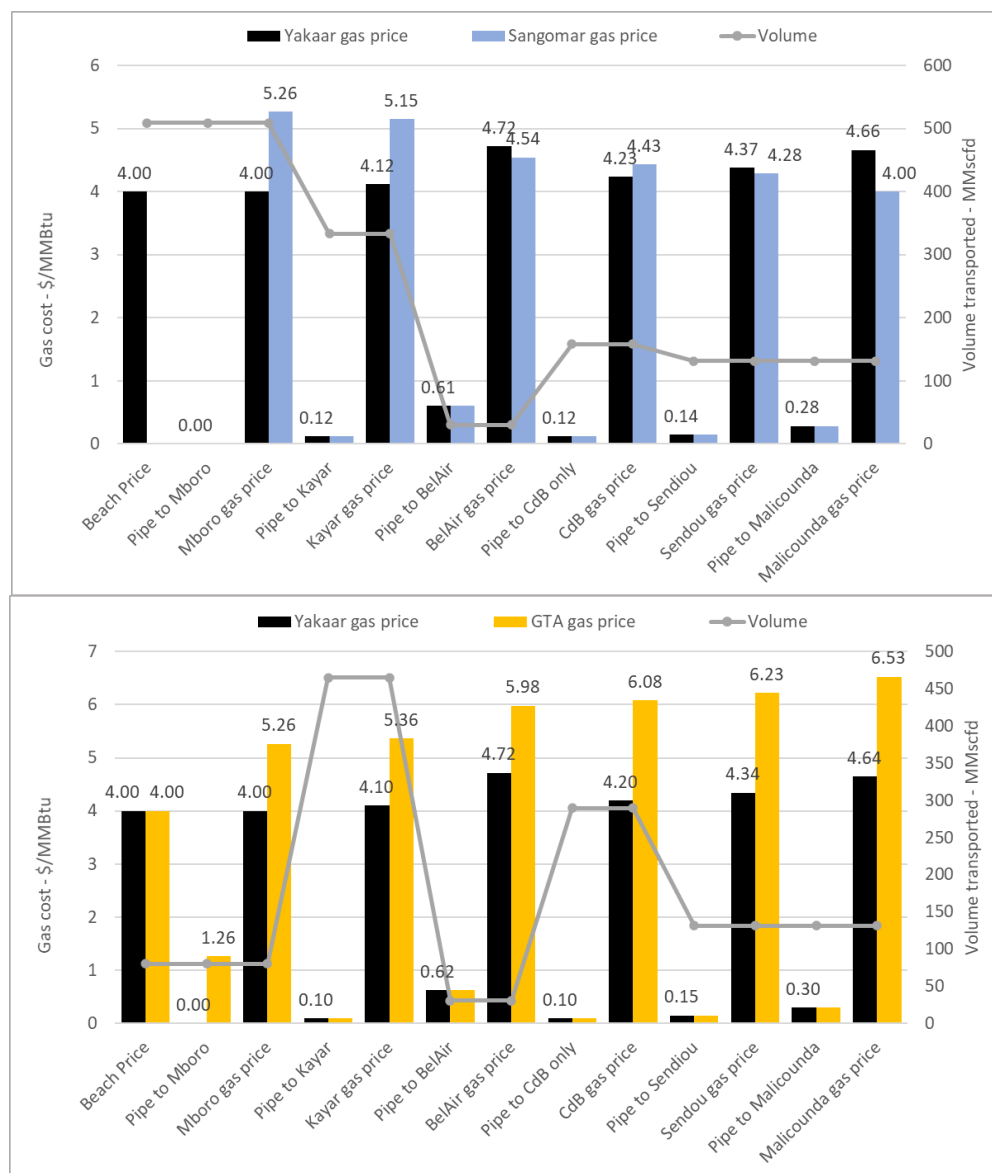
Source: Consultant

Figure 78 *Phase 2 – Coûts d'approvisionnement de Yakaar-Teranga / Sangomar par rapport aux coûts d'approvisionnement de Yakaar-Teranga / GTA*



Source: Consultant

Figure 79 Phase 3 – Coûts d'approvisionnement de Yakaar-Teranga / Sangomar par rapport aux coûts d'approvisionnement de Yakaar-Teranga / GTA



Source: Consultant

2.3.8.3. Fourniture aux clients connectés au réseau de pipelines

Compte tenu de leur demande et des exigences de pression plus élevée, toutes les centrales électriques sont susceptibles d'être connectées directement au réseau de transport de gaz. Pour les clients industriels, cela diffère selon la taille du client. Certains grands clients industriels peuvent être en mesure de prélever du gaz directement du réseau de transport. Ceci est courant pour les grands utilisateurs et peut être justifié économiquement lorsque le client investit dans le système de réduction de pression et de mesure (PRMS) requis. Comme cela peut être coûteux, il peut être intéressant pour un groupe de grands clients industriels dans la même zone géographique d'entreprendre conjointement cette activité et de partager les coûts. La connexion peut être réalisée par le transporteur de gaz (RGS), mais si elle est effectuée par un entrepreneur indépendant, elle doit répondre aux spécifications techniques énoncées dans la licence du transporteur.

Pour les petits clients industriels, il est peu probable qu'il soit possible de se connecter directement au réseau à haute pression et ils devraient attendre le développement de réseaux de distribution de gaz naturel à basse pression. Il est courant que les réseaux de distribution de gaz soient concédés par le gouvernement / transporteur de gaz pour le développement sous une base de franchise. Un opérateur de franchise de distribution est responsable de la conception, du financement, de la construction et de l'exploitation du système de distribution de gaz dans sa zone spécifiée. Il se voit généralement accorder une période d'exclusivité pour ces activités pour une période de plus de 20 ans, afin de lui permettre de gagner un taux de rendement raisonnable sur son investissement sans avoir à facturer aux utilisateurs un tarif trop élevé. Des règles standard pour le développement et l'exploitation du réseau de distribution entre plusieurs

opérateurs doivent être développées, qui devraient inclure des facteurs tels que la sécurité du réseau et la consommation sûre de gaz par les clients. En supposant que le Sénégal structure le marché du gaz de telle sorte qu'il y ait un agrégateur de gaz, les petits clients industriels peuvent être en mesure de passer un contrat directement pour la fourniture de gaz avec l'agrégateur de gaz en payant des frais de distribution à sa société de distribution de gaz naturel. Alternativement, une société de distribution de gaz naturel pourrait acheter du gaz à l'agrégateur de gaz et le revendre aux clients de sa zone de franchise. Pour assurer la confiance et le contrôle sur le développement du marché au cours des premières années, une période d'exclusivité commerciale pourrait être proposée pour la vente de gaz aux gros clients connectés à la franchise de distribution. Cette exclusivité ne peut durer que 4 à 5 ans, par exemple, date à laquelle le marché devrait être bien établi et les gros consommateurs pourraient bénéficier de la possibilité de choisir leur fournisseur de gaz. Contrairement aux pipelines de transport de gaz, les systèmes de distribution de gaz ne sont construits ou agrandis que dans la mesure nécessaire pour atteindre de nouveaux clients. Il existe une incitation intrinsèque pour une société de distribution de gaz à développer activement et à connecter de nouveaux clients, car cela sous-tend leur investissement dans le réseau. En règle générale, l'entreprise de distribution de gaz est tenue de connecter de nouveaux clients qui demandent du gaz et qui répondent à des critères spécifiques en termes de proximité du réseau et de situation financière adéquate.

Les détails des exigences réglementaires et des obligations des sociétés de transport et de réseau de gaz, la clarté sur les coûts de raccordement à supporter par les gros clients et les exigences opérationnelles devront être établies et surveillées par le régulateur de gaz.

2.3.8.4. Fourniture aux clients non connectés au réseau de pipelines

Le camionnage au GNL et au CNG est un moyen courant de transporter du gaz vers les clients dans des zones où il n'existe actuellement aucun réseau de gaz naturel ou où il n'est pas économiquement possible de développer des gazoducs compte tenu des défis géographiques, des faibles niveaux ou des poches isolées de demande. Il peut également être utilisé comme une option de transition, pour soutenir le développement de nouveaux marchés avant que les connexions de pipelines ne soient établies.

Alors que le camionnage au CNG est courant, là où le GNL existe, le camionnage au GNL est généralement préféré pour l'approvisionnement des clients plus importants et sur de plus longues distances. Ceci est principalement dû à la taille du confinement. Les camions au CNG sont généralement capables de transporter environ 4 tonnes de gaz comprimé, contre environ 20 tonnes de GNL (selon les restrictions de poids des camions dans le pays ou la région). Les clients peuvent inclure de petites centrales électriques (comme dans les mines), de grandes installations industrielles et une agrégation de petits clients industriels. Le chargement des camions de GNL s'effectue généralement à partir du terminal GNL, alors que pour le CNG, il s'agit généralement du réseau de gaz naturel. Le gaz naturel du réseau peut également être liquéfié dans une petite usine pour produire du GNL à l'intérieur des terres loin du terminal.

Le GNL peut être acheminé par camion vers des clients situés à des centaines de kilomètres, mais les coûts augmentent considérablement pour les clients plus éloignés, comme le montre l'analyse ci-dessous. Pour les clients plus importants, nécessitant plus de volumes et donc plus de livraisons par jour, le nombre de camions nécessaires peut entraîner des problèmes logistiques et liés au trafic. Pour le CNG, compte tenu des volumes transportés beaucoup plus faibles (4 tonnes par camion contre 20 tonnes par camion car le poids des tubes de stockage de CNG constitue le reste de la part de la cargaison de CNG alors que comme pour le GNL c'est via des conteneurs-citernes Cryogéniques ISO), la gamme de transport économique est beaucoup plus faible, comme le montre l'analyse ci-dessous.

Figure 80 Coûts de transport par camion de carburant (\$/MMBtu)

1-way miles	CNG	LNG	1-way miles	CNG	LNG
25	\$1.54	\$0.38	275	\$7.40	\$1.79
50	\$2.12	\$0.52	300	\$7.99	\$1.93
75	\$2.71	\$0.66	325	\$8.57	\$2.07
100	\$3.30	\$0.80	350	\$9.16	\$2.21
125	\$3.89	\$0.94	375	\$9.74	\$2.35
150	\$4.47	\$1.08	400	\$10.33	\$2.49
175	\$5.06	\$1.23	425	\$10.91	\$2.63
200	\$5.65	\$1.37	450	\$11.50	\$2.77
225	\$6.23	\$1.51	475	\$12.08	\$2.91
250	\$6.82	\$1.65	500	\$12.67	\$3.06

Source: Consultant

Comme indiqué ci-dessus, pour le camionnage de Dakar à Tambacounda (environ 300 miles), le transport de CNG au coût de 8 \$ / MMBtu ne sera probablement pas économique - c'est du même ordre de grandeur

que le coût des importations de gaz naturel. Les coûts de camionnage de GNL sont beaucoup plus bas, un peu moins de 2 \$ / MMBtu ou 4 \$/MMBtu pour un aller-retour.

Notez que cela exclut les coûts d'infrastructure CNG et GNL. Une installation de chargement de camions de GNL de 5 à 10 baies aurait un Capex d'environ 10 à 20 millions de dollars. Pour le CNG, le nombre de baies nécessaires, et donc les coûts, augmentera largement. Pour transporter 1 Gm3 par an, environ 50 baies seraient nécessaires avec des coûts d'environ 30 millions de dollars.

D'autre part, la production de GNL est un processus coûteux, et si cela n'est pas déjà fait pour un projet majeur d'importation (par exemple KARMOL) ou d'exportation (par exemple GTA), le coût de la production de mini GNL devrait être ajouté. Cela peut s'élever à 3-5 \$/MMBtu. Cependant, le camionnage de GNL sur de grandes distances présente des défis logistiques. Pour transporter 1 Gm3 par an sur 300 milles, il faudrait près de 200 camions (camions de 20 tonnes). Ce serait clairement difficile sur les petits réseaux routiers et les routes à deux voies ou les petites routes.

Par conséquent, dans les pays où le GNL n'est pas déjà disponible à grande échelle, le camionnage au CNG est préféré compte tenu des coûts inférieurs mais pour des distances beaucoup plus courtes (moins de 100 milles). Dans la pratique, il existe des exemples où le CNG peut fournir une solution économiquement intéressante (par exemple, Maputo, Mozambique), mais ceux-ci sont généralement pour des distances beaucoup plus courtes et dans des marchés de niche ou des régions spécifiques où les pipelines sont peu susceptibles d'être justifiés car la taille totale du marché est limitée.

De plus, aucun coût n'a été pris en charge pour la distribution / raccordement de gaz naturel au client ou pour le stockage de GNL sur site dans les locaux du client. Ces frais sont généralement supportés par le client et varient en fonction de la taille du client et de l'emplacement.

Figure 81 Coûts de transport par train (\$/MMBtu)

1-way miles	CNG	LNG	1-way miles	CNG	LNG
50	0.58	0.18	500	0.85	0.27
100	0.61	0.19	600	0.91	0.28
200	0.67	0.21	700	0.97	0.30
300	0.73	0.23	800	1.03	0.32
400	0.79	0.25	900	1.09	0.34

Source: Consultant

Lorsque les volumes sont raisonnablement importants, le train peut être plus rentable que le transport par camion (comme indiqué dans le tableau ci-dessus). Cependant, si ceux-ci sont trop importants, un problème similaire à celui d'exiger plusieurs trains-blocs par jour signifierait que les coûts de logistique et de manutention rendraient l'option moins réalisable. Par exemple :

- Une centrale électrique de 300 MW à Kayar Mali nécessite un approvisionnement en gaz de 40 MMscfd équivalent à 300 000 tonnes/an
- Un train-bloc composé de 15 voitures transportant chacune 25 tonnes de GNL (=375 tonnes par train-bloc), signifierait que 800 trains-blocs seraient nécessaires par an, soit 2,2 trains-blocs par jour.
- Alors que le coût de transport sur 400 miles serait faible de 0,55 \$/MMBtu (2,2 x 0,25 \$) ou 1,1 \$/MMBtu aller-retour, la logistique de 2 trains-blocs par jour serait difficile nécessitant le déchargement et le rechargement de 33 conteneurs de GNL par jour, surtout si l'arrêt du train n'est pas proche de/à la centrale électrique.
- La remise des conteneurs de CNG serait encore plus difficile car, transportant beaucoup moins de gaz, cela nécessiterait beaucoup plus de wagons-citernes et donc de trains-blocs par jour

Pour ces raisons, un gazoduc est toujours préféré à l'approvisionnement en GNL par rail, en particulier pour les centrales électriques qui nécessitaient une sécurité d'approvisionnement en gaz considérable. Cependant, si une grande mine est connectée à une ligne de chemin de fer, nécessitant 25 à 50 MW de production d'électricité (comme discuté dans la section 2.3.2.3), elle pourrait être plus facilement fournie par le GNL, en supposant que du GNL à faible coût soit disponible. Il peut également y avoir un besoin de stockage de GNL sur le site du client. Le transport de GNL ou de CNG par chemin de fer est beaucoup plus restrictif que le camionnage en termes de destination du GNL ou du CNG. Les expéditions ferroviaires doivent aller là où vont les voies et nécessiteraient des camions à l'extrémité de livraison pour redélivrer les conteneurs de CNG ou de GNL aux utilisateurs finaux. Les transferts intermodaux augmentent aussi les coûts. Pour cette raison, les expéditions de CNG et de GNL par chemin de fer sont rares.

Aspects environnementaux et sociaux

La construction et l'exploitation des gazoducs pour transporter le gaz vers les centrales représente un risque d'impacts environnementaux et sociaux. Les risques environnementaux et sociaux liés à la construction et à l'exploitation des gazoducs en générales sont comme suit :

- Pendant la construction, les changements d'utilisation des terres, le déplacement de populations, peuvent impacter des sites du patrimoine culturel, des villages et des zones d'importance écologique, ou provoquer une interruption temporaire de la circulation routière.
- Modifier le ruissellement, l'érosion des sols, l'instabilité des pentes, la dégradation de la qualité des eaux de surface.
- Modifier les schémas de drainage, les impacts sur la végétation et l'approvisionnement en eau des zones humides.
- Introduction d'espèces végétales envahissantes.
- Fragmentation des habitats naturels, perte d'espèces et diminution de la biodiversité.
- Obstacles pour les humains et la faune migratrice.
- Créer des zones pour les implantations spontanées informelles.
- Faciliter l'accès aux espaces naturels, les impacts sur la faune / flore, la chasse illégale.
- Risque de fuite ou de rupture, contamination des sols, des ressources en eau, incendie, explosion.
- La libération des emprises pourrait entraîner les impacts sociaux.

Pour le projet de production d'électricité à partir de gaz, le tracé du gazoduc traverse des zones urbaines denses. Le processus de libération des emprises et la compensation des personnes sera longue et complexe et pourra retarder la réalisation du projet. Le rapport de la Phase 3 comprend une évaluation plus détaillée.

2.3.9. Gaz Summary Results

2.3.9.1. Cost-Plus Analysis

Les résultats économiques résumés des options discutées dans les sections ci-dessus sont fournis ci-dessous en supposant des coûts de gaz d'alimentation différents. L'analyse du coût majoré fait différentes hypothèses pour les coûts de production de gaz, en supposant des taux de rendement pour le transport et le traitement du gaz (c. être fournis sur le marché). L'analyse Cost-Plus nous permet d'estimer les coûts tout au long de la chaîne et surtout la tarification minimale du gaz et les tarifs à prendre en compte afin d'assurer un retour sur investissement tout au long de la chaîne gazière.

Figure 82 Cost-Plus Gas Price Analysis

\$/MMBtu (saut mention contraire)	Production d'électricité 300MW	Projets Industriels	Production de méthanol / d'ammoniac	Gaz pour le secteur des transports	Gaz pipeline - pays voisins	Gaz pipeline - autres pays
Coût du gaz	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0
+Coût de Transpor	1.3	1.0	-	1.0	1.5-2.5	-
+Coût d edistribution	-	3-5	-	3-5	-	-
+Coût de Production	\$43/MWh	-	8.2	5-10	3.5-5.5	3.2-4.8
=Prix du Gaz	-	8-10	12.2	13-20*	9-13	7.2-8.8
Ou = prix produit	\$80/MWh		\$385/t		120-130	

Source: Consultant (* - les prix moyens du GPL en vrac en 2020 étaient de 19 \$/MMBtu)

2.3.9.2. Analyse Netback

L'analyse du revenu net comprend généralement un calcul à partir d'un prix de marché présumé, en soustrayant les coûts de production et de transport, afin de déterminer un prix maximum du gaz à la tête de puits. L'analyse du netback serait importante pour évaluer dans quelle mesure l'approvisionnement en gaz est compétitif par rapport aux alternatives et, surtout, quelle politique de prix et doivent être envisagées afin de garantir que le passage au gaz offre des avantages significatifs à long terme par rapport à d'autres carburants. Cependant, les revenus nets des prix du marché des carburants alternatifs seront probablement beaucoup plus élevés que le coût de production car 1) le gaz indigène devrait être beaucoup moins cher que les produits pétroliers et 2) le Sénégal a actuellement les prix du pétrole et de l'électricité les plus élevés d'Afrique. .

Figure 83 Netback Gas Price Analysis

\$/MMBtu (unless stated)	Production d'électricité 300MW	Projets Industriels	Prodn méthanol / d'ammoni ac	Gaz pour le secteur des transports	Gaz pipeline vers les pays voisins	Gaz pipeline les vers autres pays
Prix produit*	Electricité 80 FCFA/kWh \$140/MWh ~\$20/MMBtu	HFO 180 CST 290312 FCFA/t \$13/MMBtu	Ammoniac anhydre \$500/t \$16/MMBtu	GASOIL 655 FCFA/Ltr \$32/MMBtu	Electricité \$175/MWh ~\$26/MMBtu	\$3- 8/MMBtu
- Coût Production	6.4		8.2	5-10	3.5-5.5 +6.4 CCGT	3.2-4.8
-Coût Distribution	-	3-5	-	3-5	-	
- Coût Transportat	1.3	1.0	-	1.0	1.5-2.5	
=Prix gaz Netback	12.8	7-9	7.5	17-23	12-14	-0.2-3.2

Source: Consultant (* - prix moyens pour 2020)

2.4. Identification et évaluation des projets - Pétrole brut et GPL

2.4.1. Exploitation continue de La raffinerie existante de S.A.R.

2.4.1.1. Description du projet

Avec la découverte récente du brut Sangomar, il est clair qu'il est possible d'envisager l'intégration de bout en bout de la chaîne d'approvisionnement, ce qui nécessiterait un investissement supplémentaire et une amélioration de la capacité sénégalaise de raffinage.

La raffinerie existante de S.A.R. située dans le (centre) de Dakar est une petite installation d'hydroskimming relativement simple, qui jusqu'à récemment avait une capacité de 21 k barils par jour (1,05 mtpa). Afin de pouvoir traiter physiquement le brut Sangomar, un certain nombre de mises à niveau de distillateurs ont été mises en œuvre, ce qui a entraîné une capacité de traitement de raffinerie de 30 kb/j (ou 1,5 mtpa). Malgré d'autres investissements pour dé-sulfurer les carburants de transport, il y a plusieurs facteurs à prendre en compte pour son futur : les autres changements prévus dans la qualité des produits découlant de l'introduction des normes CEDEAO en 2025, des normes Africaine 6 (Euro 5), le passage prévu des centrales électriques Senelec du mazout au gaz naturel en 2025 et des récents changements importants aux spécifications mondiales des spécifications du carburant marine bunker, réduisant la teneur maximale en soufre de 3,0 % à 0,5 %.

Le programme mondial sur le changement climatique s'inscrit profondément dans la réflexion stratégique des économies plus grandes et plus riches, avec l'adoption d'objectifs à long terme pour atteindre des économies de carbone nettes nulles d'ici 2050.

S'il semble probable que les économies en développement en Afrique seront d'abord en mesure d'éviter certains des défis les plus onéreux de la décarbonisation et de l'électrification de la mobilité, les perspectives mondiales de la demande de combustibles fossiles semblent contenir un risque à la baisse importante. Dans les économies occidentales, les nouvelles solutions axées sur la technologie, comme les véhicules électriques, évoluent rapidement, des concepts précoces aux alternatives de mobilité pleinement viables. L'Europe, la Chine et les États-Unis sont maintenant engagés vers des transports plus propres, et leurs gouvernements sont prêts à soutenir cette transition. Bien que cela puisse avoir un impact limité au cours de la première décennie du Master plan, ceci deviendra de plus en plus important en Afrique au cours des années 2030 et 2040.

Ainsi, bien que notre objectif ici soit d'examiner l'économie du raffinage au Sénégal, nous devons prendre en compte les impacts internationaux de ces changements sur la demande de combustibles fossiles et sur les marges des raffineries, ainsi que l'environnement concurrentiel prévu de l'offre en Afrique de l'Ouest lors de l'élaboration des options et des alternatives de raffinage.

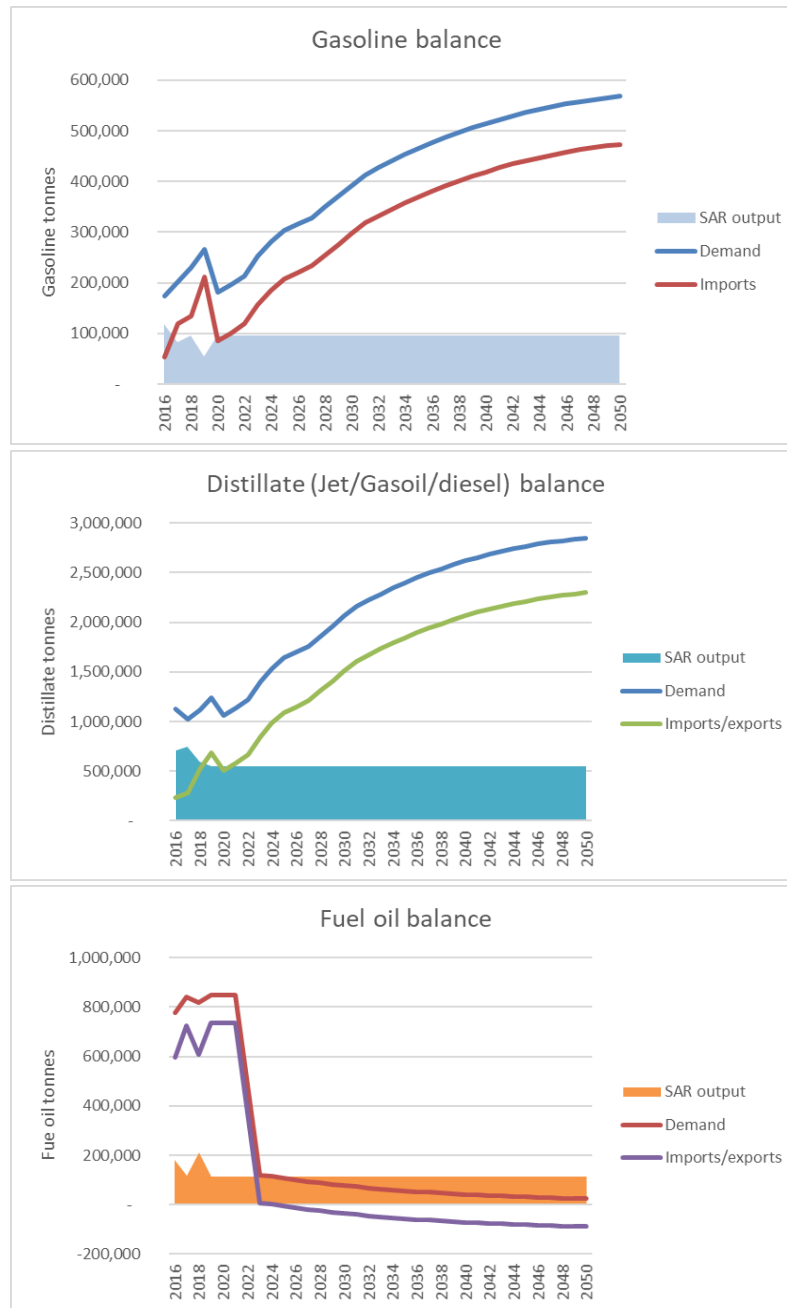
2.4.1.2. Le volume de ressource pétrolière nécessite

La configuration actuelle de la raffinerie a une production d'environ 30 000 barils par jour, selon les données reçues au cours de la phase 1, qui couvre actuellement environ 40 % des besoins totaux de consommation intérieure. Cette couverture varie selon le produit, comme le montrent les graphiques ci-dessous. À l'aide de cette projection de la demande, nous avons analysé divers scénarios pour la production actuelle et prévue de produits pétroliers à la raffinerie S.A.R, sans ou avec une expansion de raffinerie (quel que soit l'endroit où se trouve l'expansion).

Les graphiques ci-dessous montrent la demande, la production des raffineries et les besoins totaux en matière d'importation ou d'exportation pour chacune des principales catégories de produits. Les chiffres de la production des raffineries sont les chiffres réels enregistrés au cours de la phase 1 jusqu'en 2019. À partir de 2020, la production est supposée stable aux niveaux actuels. Les besoins d'importation et d'exportation sont le reste de la projection de la demande, moins la production de la raffinerie. Les projections de la demande de carburant sont abordées à la section 1.10.1.

Selon les projections de croissance actuelles, la S.A.R satisfera à un pourcentage décroissant de la demande intérieure d'essence et de gasoil et les importations sont donc nécessaires tout au long de la période prévue pour ces deux catégories.

En revanche, la baisse de la demande de mazout pour la production d'électricité exigera que la SAR devienne un exportateur net de mazout. Le Sénégal est actuellement un importateur net de mazout pour répondre aux exigences en matière de demande d'électricité et de soute. La demande en mazout pour la production d'électricité devrait diminuer régulièrement jusqu'à la fin de 2023, lorsque la SAR/Sénégal deviendra un exportateur de mazout. La production de bitume à partir de fioul pourrait être une option d'atténuation au lieu d'avoir à exporter le fioul excédentaire. Ceci est discuté dans le détail du mode à la fin de cette section.

Figure 84 L'équilibre entre l'offre et la demande de pétrole – SAR

Source: Consultant

2.4.1.3. Les analyses économiques et financières réalistes

Pendant la phase 1, nous avons discuté et résumé la balance mondiale de l'offre et de la demande et les flux commerciaux des principaux groupes de produits énergétiques. Nous avons également établi la nécessité de comprendre la position concurrentielle de Dakar en tant que lieu d'approvisionnement par rapport à ses voisins et contre les flux commerciaux internationaux. Pour comprendre cela, il faut modéliser les coûts de fourniture de Dakar en principaux produits pétroliers.

Par conséquent, nous avons exécuté un modèle de prix et de fret pour déterminer les routes commerciales les plus économiques pour la fourniture de produits à Dakar (ainsi que l'évaluation des coûts à Abidjan et Lagos).

Le modèle, qui a été développé par Channoil, calcule les coûts débarqués par produit et par taille de cargaison à partir de toutes les principales sources d'approvisionnement mondiales, en utilisant des données historiques de cinq ans sur le prix des produits et le fret pour toutes les principales sources d'approvisionnement mondiales (Europe, Etats-Unis, Moyen-Orient, Asie). Il peut être utilisé pour toutes

les principales catégories de produits et les différentes régions d'approvisionnement et les ports de destination. Le modèle permet:

- La détermination de la source marginale concurrentielle d'approvisionnement en produits.
- Le calcul du prix de parité commerciale par rapport aux indices de référence externes (p. ex., CIF NWE).
- L'évaluation de la position concurrentielle de Dakar face à Abidjan et Lagos au fil du temps

Nous avons réalisé plusieurs itérations du modèle pour les principales catégories de produits de carburant (essence, jet, diesel et mazout). Les résultats sont vus dans le tableau ci-dessous et confirment les routes commerciales prévues pour la plupart de l'offre économique à Dakar :

- Essence en provenance d'Europe – Rotterdam ou méditerranéenne : l'essence est historiquement excédentaire structurellement par rapport à l'Europe. On s'attend à ce que cela se poursuive à moyen terme.
- Gasoil du Moyen-Orient ou d'Europe : Gasoil et d'autres distillats moyens sont excédentaires en provenance du Moyen-Orient.
- HSFO de Med ou Houston : HSFO est importé en Asie de la plupart des autres régions, ce qui détermine également la valeur du CIF à Dakar.

Figure 85 Prix historique des produits pétroliers sur 5 ans à Dakar

Destination port 1	Dakar					
Product	Gasoline					
Cargo size (kt)	30					
Final landed cost \$/tonne	Augusta	Uskudar	Rotterdam	Houston	Quoin Island	Singapore
Average 2020	\$391	\$395	\$390	\$461	\$393	\$411
Average 2019	\$612	\$617	\$617	\$679	\$621	\$635
Average 2018	\$673	\$677	\$676	\$728	\$683	\$695
Average 2017	\$564	\$568	\$572	\$631	\$594	\$599
Average 2016	\$473	\$477	\$470	\$524	\$486	\$494

Destination port 1	Dakar					
Product	Gasoil					
Cargo size (kt)	30					
Final landed cost \$/tonne	Augusta	Uskudar	Rotterdam	Houston	Quoin Island	Singapore
Average 2020	\$375	\$380	\$376	\$387	\$373	\$387
Average 2019	\$607	\$612	\$605	\$607	\$597	\$602
Average 2018	\$652	\$657	\$651	\$658	\$649	\$654
Average 2017	\$508	\$512	\$506	\$527	\$527	\$523
Average 2016	\$409	\$413	\$408	\$422	\$417	\$420

Destination port 1	Dakar					
Product	HSFO					
Cargo size (kt)	30					
Final landed cost \$/tonne	Augusta	Uskudar	Rotterdam	Houston	Quoin Island	Singapore
Average 2020	\$217	\$220	\$277	\$228	\$267	\$267
Average 2019	\$342	\$345	\$408	\$352	\$402	\$400
Average 2018	\$401	\$403	\$410	\$398	\$449	\$448
Average 2017	\$305	\$308	\$320	\$308	\$346	\$345
Average 2016	\$217	\$219	\$230	\$219	\$256	\$255

Source: Consultant

En plus de la modélisation des coûts débarqués de chaque grande région d'approvisionnement, le modèle a calculé les coûts débarqués pour Dakar, Abidjan et Lagos. Dakar a le coût le plus bas des trois emplacements considérés.

Average landed cost premium vs. CIF ARA (NWE)			
\$/tonne	Dakar	Lagos	Abidjan
Gasoline	-\$0.5	\$3.7	\$2.9
Gasoil	\$2.8	\$4.1	\$4.0
LSFO	-\$1.8	\$2.7	\$1.7
HSFO	\$6.5	\$11.2	\$10.1

Source: Consultant

Les valeurs confirment également que CIF NWE continue d'être la référence la plus pratique.

L'essence, en tant que produit excédentaire en Europe du Nord, atterrit dans les sites ouest-africains de part et d'autre de la parité avec l'indice de référence du CIF. Cette prime devrait diminuer à mesure que la demande d'essence dans les économies de l'Atlantique Nord diminuera et que l'excédent d'essence en Europe du Nord augmentera.

Le Gasoil est en demande en Europe du Nord, ce qui contribue à expliquer la petite prime par rapport au CIF pour l'Afrique de l'Ouest. Nous nous attendons à ce que l'excédent de gasoil du Moyen-Orient augmente à mesure que de nouvelles raffineries importantes seront en service. Les États-Unis et le Canada exportent également du gasoil excédentaire vers l'Europe, ce qui concurrencerait les approvisionnements du Moyen-Orient vers l'Afrique de l'Ouest.

Fait important, HSFO montre comme une prime de 6-11 \$ la tonne par rapport à l'indice de référence CIF NWE. L'Europe est un fournisseur structurel de HSFO à Singapour basés sur les coûts de VLCC. Toutefois, l'Afrique de l'Ouest devrait importer sur de plus petits navires de probablement 35-45 kt, d'où la prime.

Ces valeurs peuvent être utilisées comme indicateur fiable de la valeur réelle de la production de raffineries SAR dans un contexte de marché international, en supposant qu'aucune protection des prix n'est appliquée.

Le Sénégal important actuellement toutes les catégories de produits pour répondre à la demande locale et à l'exportation, ces valeurs devraient être considérées comme valables comme référence pour toutes les catégories et toute la production actuelle. Toutefois, lorsqu'on examine les scénarios d'investissement « Produire ou Importer », le solde du produit qui en résulte devra être pris en considération. Pour l'option « Importer » du centre d'importation, celles-ci devraient être considérées comme les coûts marginaux d'achat. Pour l'option « Produire » d'expansion de la raffinerie, si la production de la raffinerie est excédentaire par rapport à la demande interne, une réduction de la valeur des exportations s'appliquerait.

Niveaux de prix actuels au Sénégal par rapport aux indices de référence internationaux

Pour aider à calibrer les prix actuels au Sénégal à l'échelle internationale, nous avons comparé les prix mensuels des principaux produits pétroliers au Sénégal aux prix de référence internationaux. Le tableau ci-dessous montre les prix mensuels moyens des utilisateurs finaux au Sénégal par rapport aux prix de référence internationaux basés sur le CIF Rotterdam. Les prix proviennent d'Argus Media, une agence de reporting de prix avec une méthodologie similaire à Platts.

Le prix de l'utilisateur final est composé de :

- Prix de référence CIF, plus
- Différence (Prix de reprise - référence CIF), plus
- Différence (utilisation fin - Ex Depot)

Figure 86 Prix moyens mensuels (janvier 2016 – octobre 2020)

Produit \$/tonne	Prix de référence CIF	Différence (Prix de reprise - CIF reference)	Différence (End Use - Ex Depot)	End user price
GAZOIL	507	183	572	1,263
SUPER	543	176	960	1,679
FUEL OIL 180 CST	328	152	124	604
FUEL OIL 380 SENELEC	292	142	73	507

Source: Consultant

Le Prix de reprise moyen se situe entre 142 \$ et 183 \$ la tonne par rapport à l'indice de référence du CIF. C'est environ cinq à six fois plus élevé que les primes typiques que l'on pourrait voir entre le prix de référence et le prix intérieur dans un marché mature.

2.4.1.4. Les retombées et implications pour le Sénégal

Faire évoluer le régime pétrolier existant implique non seulement d'augmenter la capacité du système pour répondre à la croissance prévue de la demande, mais aussi de maximiser les avantages potentiels des récentes découvertes de pétrole brut au large du Sénégal, notamment le champ de Sangomar. Dans une certaine mesure, une décision stratégique a déjà été prise à cet égard, avec une série d'investissements dans la S.A.R. raffinerie à la fois d'augmenter sa capacité de traitement de 20 à 30 kb/j, et d'améliorer sa capacité de désulfuration afin que l'essence et le diesel répondant aux objectifs Euro 5 puissent être produits à partir du brut de Sangomar. Cependant, ces dernières années, les pressions internationales croissantes dues au changement climatique, de nouveaux changements dans les spécifications de qualité des produits,

l'utilisation croissante de combustibles oxygénés et autres combustibles de transition et l'impact croissant des complexes pétrochimiques à grande échelle menacent tous les perspectives économiques des raffineries d'hydroskimming telles que DAS En outre, une grande partie de la raffinerie a 60-70 ans et est reliée par des canalisations de 7 ou 8 km de son emplacement en ville au port de Dakar.

Ayant déjà eu une augmentation de capacité de 50 pour cent, nous supposons que la raffinerie ne recevrait que des investissements supplémentaires minimales, au-delà de ceux requis pour maintenir son permis d'exploitation et pour assurer l'intégrité de ses installations. A ce stade, aucune visite de site n'a été effectuée, et ni rapport d'audit technique ni plan directeur de raffinerie n'ont été fournis. Il serait donc prématuré de fournir une estimation quantitative des coûts. Cependant, étant donné l'âge de l'équipement et le resserrement des exigences en matière de qualité des produits et d'environnement, d'autres mises à niveau de l'unité (par exemple, amélioration de l'élimination du benzène de l'essence, augmentation des performances des services publics, exigences potentielles pour améliorer les émissions dans l'air et dans l'eau). Si ces changements sont nécessaires, ils impliqueront des dépenses d'investissement importantes qui ne généreront aucun rendement économique supplémentaire.

Les perspectives économiques des raffineries d'hydroskimming sont extrêmement mauvaises, avec des marges brutes moyennes de raffinage calculées à l'aide des prix de parité des importations internationales prévus à moins 1,59 USD le baril sur Bonny Light, et environ 0,23 cents le baril de moins sur le brut Sangomar. Cela est dû à la concurrence mondiale des complexes de raffinage pétrolier et pétrochimique les plus sophistiqués et à la contraction continue de la demande de combustibles fossiles dans le bassin de l'Atlantique Nord.

En outre, la migration progressive des centrales électriques du fioul (et du charbon) vers le gaz naturel et les énergies renouvelables devrait réduire de moitié la taille du marché mondial du fioul existant d'ici 2030, et le Sénégal ne fera pas exception. De plus, depuis janvier 2020, le débouché restant du fioul, le fioul de soute maritime, requiert désormais majoritairement une teneur en soufre maximale de 0,5 %, que le brut de Sangomar ne peut tout simplement pas satisfaire.

Pour les carburants de transport, alors que la demande continue de croître en Afrique, on s'attend à ce qu'elle diminue dans les économies occidentales à mesure que les consommateurs passent des combustibles fossiles aux véhicules électriques et à d'autres technologies. Cela affaiblira davantage les spreads de crack des raffineries (la différence de prix entre l'essence ou le gasoil et le pétrole brut) à moyen et à long terme. Par rapport à ces projections de prix, **nous prévoyons que la raffinerie - avec un débit de 30 000 barils par jour - générera des pertes d'environ 10 millions de dollars par an par rapport aux prix des importations internationales.**

Les marges SAR prévues avec sa configuration actuelle d'hydroskimming offrent peu de perspectives de marge d'exploitation ou de retour sur investissement sur investissement et sont économiquement insoutenables sans le soutien d'un régime pétrolier qui continue de fournir une subvention importante à la raffinerie.

Par conséquent, les prix à la pompe de l'essence et du diesel à la consommation sont parmi les plus élevés d'Afrique de l'Ouest, et si la raffinerie continue à fonctionner dans cette configuration, il semble probable que ces niveaux de soutien devront encore augmenter à moyen/long terme pour maintenir son niveau actuel. performance économique. Une conséquence de cette situation est que les produits importés par les sociétés de négoce et de commercialisation bénéficieront d'un bénéfice substantiel s'ils sont vendus à parité avec les prix départ raffinerie.

Les principales alternatives stratégiques sont :

1. Soutenir la raffinerie par des importations collectives : comme environ 50 % des besoins en produits pétroliers du Sénégal sont importés, le Sénégal pourrait envisager de créer une centrale d'achat parapublique qui soumissionnerait ces besoins au niveau international et obligerait les sociétés de commercialisation à acheter leur part des importations, sur la base de leurs volumes de ventes aux prix départ raffinerie hors RAS. Cela offrirait une vue complète sur les coûts des produits tout au long de la chaîne d'approvisionnement et offrirait des règles du jeu équitables pour les petits commerçants, dont les coûts unitaires d'approvisionnement sont souvent désavantagés par le manque d'échelle. Cependant, bien que cette approche puisse apporter une certaine amélioration des coûts d'approvisionnement, elle ne permettra pas de surmonter les pertes importantes des raffineries du point de vue international et, par conséquent, les prix du pétrole pour l'utilisateur final du Sénégal devraient rester relativement élevés pour fournir une subvention à la SAR.
2. L'investissement pour adapter la SAR au traitement du brut de Sangomar est terminé. Cependant, nous considérons qu'en raison des changements à la fois dans la demande de fioul et dans les spécifications de soufre requises, le traitement de Sangomar à SAR sera très peu rentable et que cela deviendra particulièrement vrai une fois que les centrales Senelec passeront du fioul au

gaz naturel. Nous considérons donc une alternative plus convaincante pour que Sangomar soit exporté pour être vendu à son acheteur le plus offrant, ou pour qu'il soit traité au niveau international dans une raffinerie marchande complexe, les produits requis étant disponibles pour réimportation au Sénégal, et les produits excédentaires à être vendu directement sur le lieu de transformation.

3. Reconfigurez la raffinerie pour le traitement des condensats et des résidus. Ceci est discuté dans les options d'atténuation ci-dessous.

4. Fermez la raffinerie et convertissez-vous en une opération de hub.

Un scénario d'introduction de la production de biocarburants est discuté séparément dans l'annexe.

Concernant les aspects environnementaux et sociaux ; la raffinerie est une ancienne installation construite en 1963. Elle est située dans une zone industrielle à proximité des autres installations qui stockent de grandes quantités de substances dangereuses. La zone industrielle est implantée dans une zone urbaine dense. Il existe probablement un risque d'effets dominos en cas d'accident (incendie ou explosion) dans la raffinerie ou dans l'une des installations voisines, ce qui entraînerait une escalade et des conséquences sur les zones résidentielles. La SAR opère 3 oléoducs enterrés pour transporter essence, fioul lourd HFO et gazole vers les dépôts de stockage au port de Dakar. La poursuite de l'exploitation du DAS présente les risques environnementaux et sociaux suivants : Risque de pollution de l'air, du sol et de l'eau par des rejets opérationnels et des événements accidentels, affectant l'environnement et la santé humaine ; risque d'accident majeur avec escalade en raison des impacts sur les installations voisines et des conséquences importantes sur la santé des communautés voisines. Le rapport de la Phase 2 comprend une évaluation plus détaillée.

Conclusion

Continuer à soutenir l'exploitation d'une ancienne raffinerie peu sophistiquée et relativement petite devrait devenir de plus en plus coûteux après 2025, alors que Senelec passe au gaz naturel et que le surplus de fioul qui en résulte doit être exporté. Le régime pétrolier devra devenir de plus en plus protectionniste pour compenser ces déséconomies, avec pour conséquence que les prix des carburants de transport devront rester parmi les plus élevés d'Afrique de l'Ouest pour soutenir le raffinage. De plus, les excédents de combustibles fossiles étant disponibles gratuitement, à condition que des stocks de produits suffisants soient maintenus au Sénégal, le risque stratégique de perturbation de la chaîne d'approvisionnement semble minime. Cependant, tout abandon des activités de raffinage du pétrole doit être soutenu par des alternatives de chaîne d'approvisionnement solides pour l'économie locale, ainsi qu'un plan social cohérent pour l'emploi.

Le mécanisme existe déjà pour soutenir la poursuite de l'exploitation de la raffinerie via un soutien des prix. Le niveau de subvention requis est destiné à augmenter à mesure que les marges internationales s'affaiblissent et que la structure de la demande du Sénégal continue de s'écarter de la capacité de production de la raffinerie. Cependant, la raffinerie existante est un élément important de l'économie locale et soutient d'autres activités industrielles et employeurs. Tout changement d'usage doit être considéré avec attention, en raison de l'impact social et économique. Si cette approche de maintien de l'exploitation de la raffinerie devient excessive, l'enjeu sera de gérer la reconversion de l'exploitation actuelle vers une configuration plus pertinente et rentable, sans perdre d'emplois. Un ensemble réaliste d'options d'atténuation pour la réaffectation de la raffinerie est examiné ci-dessous.

Ainsi, sur la base des prix de parité à l'importation, il semble difficile de justifier l'investissement en capital substantiel requis pour soit moderniser davantage, soit remplacer la raffinerie SAR existante. Cependant, jusqu'à ce que Senelec passe du fioul au gaz naturel, il semblerait raisonnable de poursuivre les opérations de traitement existantes.

Option d'atténuation - Condensat et NGL

D'après les données de test des champs de gaz de GTA, Yakaar-Teranga et Sangomar, nous notons que le condensat associé a généralement des pics de rendement dans la gamme C12 - C22 - qui est associé aux distillats moyens, tels que le kérosène, les gasoils légers et plus lourds. Notre estimation de la disponibilité des champs, passe de 8 000 barils/jour en 2027 à quelque 14 000 barils/jour en 2037. A partir de 2027, il y a une période de vingt ans qui fournit environ 8 000 barils/jour de production au minimum.

Figure 87 Production potentielle de condensats au Sénégal

'000 boe/d	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2035	2040	2045
GTA Phase 1	5.26	4.87	5.19	5.09	5.20	5.16	4.23	3.43	-
GTA Phase 2	-	-2.84	1.33	3.45	3.11	2.95	3.04	2.08	5.14
Yakaar-Teranga Phase 1	-	-	-	-	-	-	1.97	2.67	1.88
Sangomar Phase 1	0.10	0.40	0.75	0.93	0.98	1.03	1.31	0.43	-
Sangomar "full development"	0.10	0.37	0.60	0.68	0.60	0.50	0.70	1.10	0.88
Total	5.47	2.80	7.87	10.15	9.89	9.64	11.25	9.71	7.89

Source: Consultant

Si la décision était prise d'arrêter le traitement des bruts conventionnels à la SAR (de type Bonny Light), il pourrait y avoir une opportunité de traiter ces condensats. Les options de traitement peuvent inclure :

- Injection du condensat dans un pétrole brut existant ou alternatif.
- Reconstituer un pétrole brut synthétique à partir des condensats sénégalais combinés à un fioul de distillation directe convenant soit à la production de fioul de soute à faible teneur en soufre, soit à la production de bitume. Avec un réservoir approprié, les deux types de brut « reconstitué » pourraient potentiellement être exploités dans des opérations « bloquées » distinctes. En règle générale, les mélanges « reconstitués » de condensats et de carburant de distillation directe pourraient être des mélanges d'environ 50 %/50 %, ce qui donnerait des débits globaux compris entre 16 000 et 28 000 barils par jour.

Pour ce faire, la colonne de distillation peut avoir besoin d'être reconfigurée, pour s'aligner sur les plages d'ébullition et les quantités de soutirage de ces bruts « re-con ».

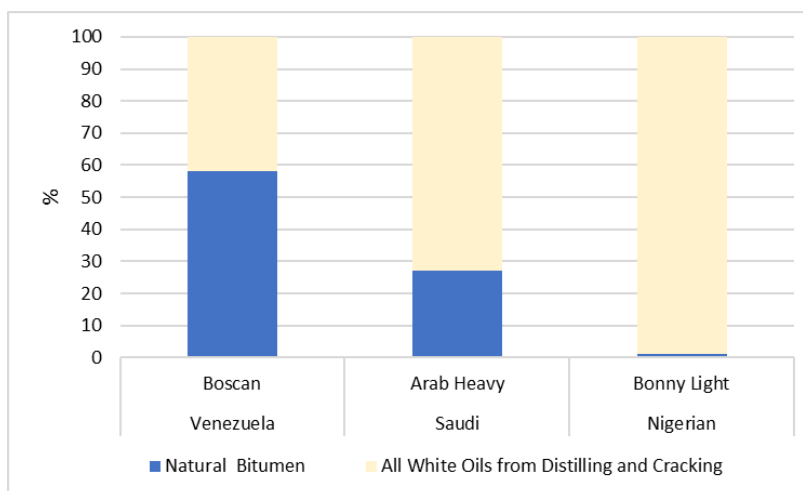
La base de tarification du condensat et du combustible de distillation directe sera essentielle à l'évaluation économique. Cependant, contrairement au pétrole brut, le prix du condensat est souvent calculé sur un revenu net de produits pétroliers, le prix payé étant égal à la valeur des produits fabriqués, moins les coûts d'exploitation et de logistique et la marge bénéficiaire.

S'il est confirmé que cette voie d'atténuation présente un intérêt potentiel, nous recommanderions qu'une étude de faisabilité distincte soit réalisée pour examiner plus en détail les aspects commerciaux et techniques de ce concept.

Option d'atténuation – Production de bitume

L'analyse des pétroles bruts qui conviennent au bitume nécessite une série distincte d'essais qui diffèrent sensiblement des données d'essai d'analyse normalement utilisées pour évaluer sa valeur pour les carburants et les lubrifiants. L'aptitude des matières premières à être utilisées dans la production de bitume est normalement définie en termes de saturés, d'aromatiques, de résines et d'asphaltènes (S.A.R.A) :

- Saturés : Hydrocarbures saturés (c'est-à-dire alcanes ou paraffines) à 5-15 % en poids tels que l'éthane, le butane, le propane
- Aromatiques : Hydrocarbures aromatiques tels que les benzènes et les dérivés du benzène. Rendement typique 30-45%
- Résines : Les résines telles que les polyuréthanes sont utilisées dans les peintures, les vernis et les adhésifs. Rendement typique 30-45%
- Asphaltènes : Structures complexes à longue chaîne contenant du carbone, de l'hydrogène, de l'azote, de l'oxygène, du vanadium et du nickel. Ces structures confèrent au bitume sa masse et sa viscosité. Rendement typique 5-20%

Figure 88 Rendements de bitume – Très dépendant du type de pétrole brut

Source : Bitumen UK

Le bitume est produit par un traitement ultérieur du résidu de la simple distillation - souvent appelé résidu atmosphérique ou « long ». Ce résidu est réchauffé à environ 370 degrés centigrades et pompé vers une colonne de distillation sous vide qui permet un soutirage supplémentaire des fractions légères et lourdes pour le mélange de gasoil, et laisse un résidu « court » ou sous vide - un produit visqueux brun foncé ou noir qui doit être maintenu à une température élevée (80-100 degrés centigrades) connue sous le nom de bitume de distillation directe. Les étapes de traitement finales pour obtenir la dureté souhaitée du bitume (telle que définie par le test de pénétration ASTM D5) sont effectuées soit dans une unité d'extraction par solvant, généralement un désasphaltage au propane, qui provoque la précipitation du résidu, soit par l'utilisation d'une unité de soufflage, qui provoque une oxydation partielle. Cela fournira des qualités standard utilisées dans la construction de routes, les toitures, les peintures, etc.

L'équipement supplémentaire requis pour la production de bitume pour une raffinerie d'écémage hydraulique telle que SAR pourrait comprendre :

- Distillation sous vide (si nécessaire)
- Unité de désasphaltage au propane
- Unité de soufflage
- Réservoirs de stockage et de mélange dédiés, qui nécessitent un chauffage et un calage à la vapeur.
- Installation de chargement généralement pour véhicules routiers.

Comme aucune évaluation du marché n'a été réalisée et qu'aucune visite du site n'a eu lieu à ce jour, il n'a pas été possible à ce stade d'établir l'échelle ou les exigences de configuration précises à construire à la raffinerie SAR pour fournir des estimations spécifiques au site. Cependant, sur la base d'autres études de raffinerie de bitume réalisées par le consultant, une estimation approximative des coûts des installations de production, de stockage et de chargement d'une installation de 40 000 tonnes par an serait de l'ordre de 20 à 40 millions USD (hors unité de distillation sous vide). Cela nécessiterait une prime de 100 USD/tonne par rapport au carburant à haute teneur en soufre pour le bitume, pour que l'investissement soit amorti sur une base simple en 4 à 8 ans.

Remplacement du traitement du pétrole brut par un mélange de condensats et de mazout de distillation directe, un brut reconstitué peut constituer une stratégie d'atténuation valable si les charges d'alimentation appropriées pour le condensat et le bitume peuvent être obtenues selon des formules de prix liées au produit. La qualité du mazout de distillation directe acheté pourrait également être périodiquement changée en une teneur en soufre très faible afin de permettre la production de qualités Marine Bunker pour le marché local.

Compte tenu des perspectives économiques difficiles pour la raffinerie dans sa configuration actuelle, nous proposons qu'un examen de faisabilité de haut niveau distinct soit effectué pour valider un concept de brut reconstitué, comme indiqué dans le plan directeur ci-dessus.

2.4.2. Nouvelle raffinerie en dehors de Dakar

2.4.2.1. Description du projet

Le Sénégal pourrait améliorer l'équilibre entre l'offre et la demande et réduire les besoins d'importation en augmentant la capacité de raffinage du pays. Nous avons examiné les options d'investissement des raffineries pour le Sénégal en modélisant quatre configurations différentes.

- **Distillation simple** – distillation conventionnelle de bruts spécifiques, avec des points de réduction de température standard. *Remarque : Nous n'avons pas examiné le mode de distillation en détail, car la SAR a déjà une configuration plus avancée.*
- **Hydroskimming** – dans lequel le naphta est réformé en essence et les huiles blanches sont hydrotraités pour produire de l'essence et du diesel de qualité.
- **FCC ou cracking catalytique** – par laquelle le gasoil sous vide + certains résidus longs sont traités pour produire du naphta supplémentaire et de l'huile à cycle léger, qui sont ensuite traitées plus en détail pour augmenter les rendements de l'essence et des carburants gasoil/diesel.
- **HCU ou Hydrocracking** – par lequel le cracking catalytique est effectuée dans un environnement hydrogène haute pression. Cela hydrogène l'alimentation pour produire beaucoup plus de matériaux paraffinés, adaptés à un traitement ultérieur au gasoil de haute qualité et au diesel.

Ces deux dernières options réduisent considérablement la quantité de mazout produite.

Ces trois principaux cas de traitement ont été envisagés pour une raffinerie de 100 000 barils par jour. Cela est conforme à la demande totale prévue pour le Sénégal et aux volumes de transit vers les pays voisins (équivalent à environ 5 millions de tonnes par an). La demande actuelle du Sénégal est d'environ 2.5 millions de tonnes.

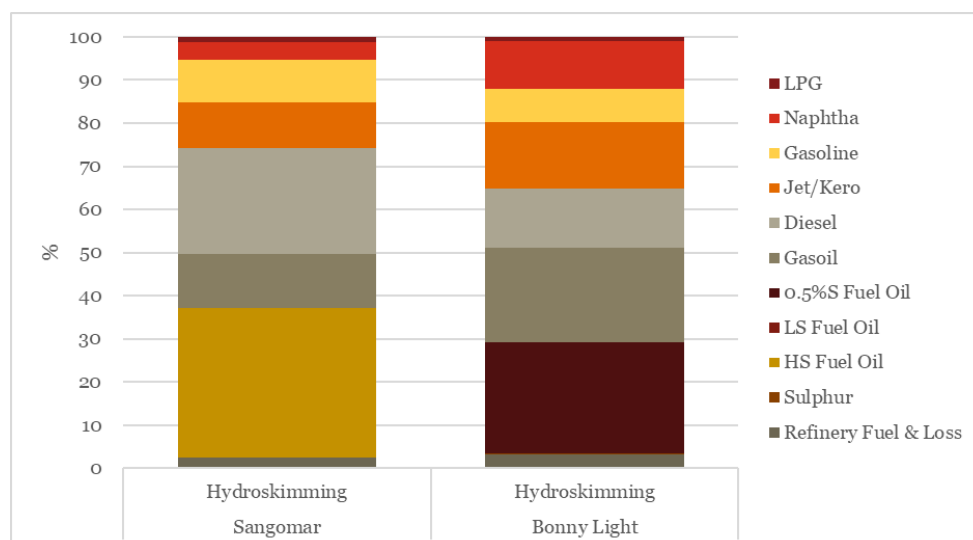
Les rendements de la raffinerie de ces cas ont été modélisés séparément à l'aide (a) de pétrole brut Bonny Light et b) de pétrole brut Sangomar.

1. Hydroskimming

Les rendements hydroskimming ci-dessous indiquent certains des défis potentiels dans le passage du traitement du pétrole brut actuel (similaire à Bonny Light) à Sangomar. Comme on peut le voir ci-dessous, le pétrole brut Sangomar produit moins de naphta et moins de distillat moyen (jet+gasoil+diesel) que Bonny Light, mais plus de résidus.

Ce résidu, qui sera à forte teneur en soufre (environ 2,0 à 2,5 %) et donc inadapté à être mélangé en quantités significatives dans les dernières spécifications du combustible de soute à faible teneur en soufre. En outre, une fois que Senelec convertira ses centrales électriques en gaz naturel, ce résidu n'aura pas d'autre marché au Sénégal comme combustible. Il peut être possible de traiter davantage des quantités limitées de bitume. Le reste de l'excédent élevé de résidus de soufre est susceptible d'être évalué sur une base netback soit à Rotterdam ou Singapour marchés de mélange de carburant, ce qui réduira probablement la valeur globale du produit de raffinerie d'environ 1 \$/baril par rapport à la parité des prix à l'importation.

Figure 89 Rendements comparatifs - Hydroskimming



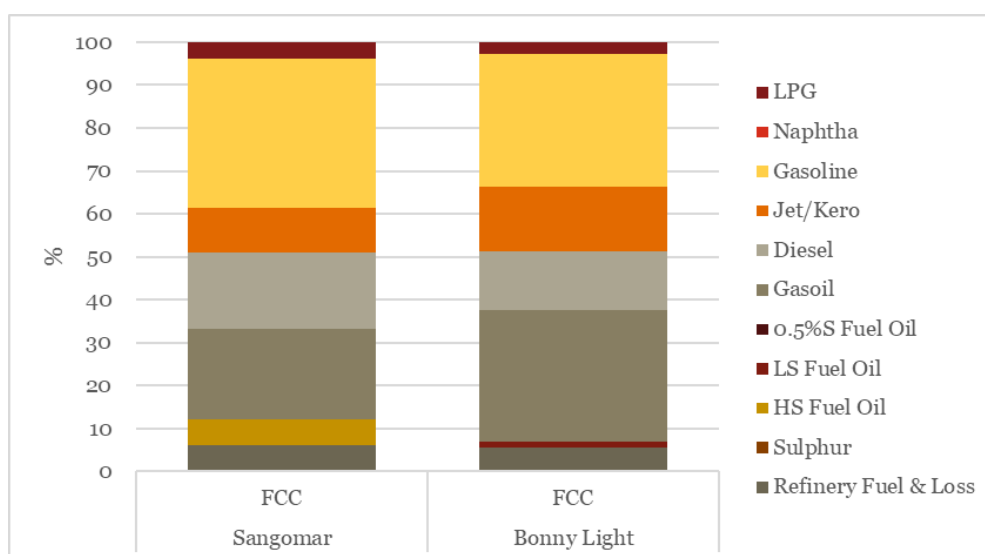
Source: Consultant

2. Catalytic Cracking (FCC)

Le cracking catalytique améliore le gasoil sous vide pour les produits plus légers, produisant d'abord du GPL, des pentanes plus, des naphthas et des huiles à cycle. Les fractions plus légères sont ensuite traitées par des unités d'isomérisation et de réforme afin d'augmenter les rendements en essence et environ 50 % des huiles à cycle sont séparées (huile à cycle léger) et hydro-dé sulfurisées pour former un composant de mélange gasoil. À moins que d'autres unités de conversion ne soient disponibles, le reste du pétrole à cycle lourd est acheminé vers le réservoir de mazout. En réponse à la demande croissante d'essence, cette technologie a été largement appliquée dans l'industrie pétrolière américaine à partir des années 1930, et en Europe principalement dans les années 1960 et 1970.

À première vue des rendements de la raffinerie montrés ci-dessous, il semble avoir un potentiel pour le pétrole brut Sangomar qui donne naturellement plus de résidus que Bonny Light ou similaires pétroles bruts d'Afrique de l'Ouest. En effet, il est capable de récupérer une grande partie de la valeur perdue de l'hydroskimming, si le résidu est alimenté à une unité de cracking catalytique pour le traitement secondaire. Comme on peut le voir ci-dessous, les rendements complexes qui en résultent montrent que Sangomar a le potentiel de produire des quantités plus élevées d'essence que Bonny Light, et tandis que le pourcentage de distillat moyen est légèrement inférieur à Bonny Light, celui-ci est encore très bon, et devrait être plus élevé que pour l'Oural - qui est son point de référence de prix le plus évident.

Figure 90 Rendements de la Raffinerie - FCC

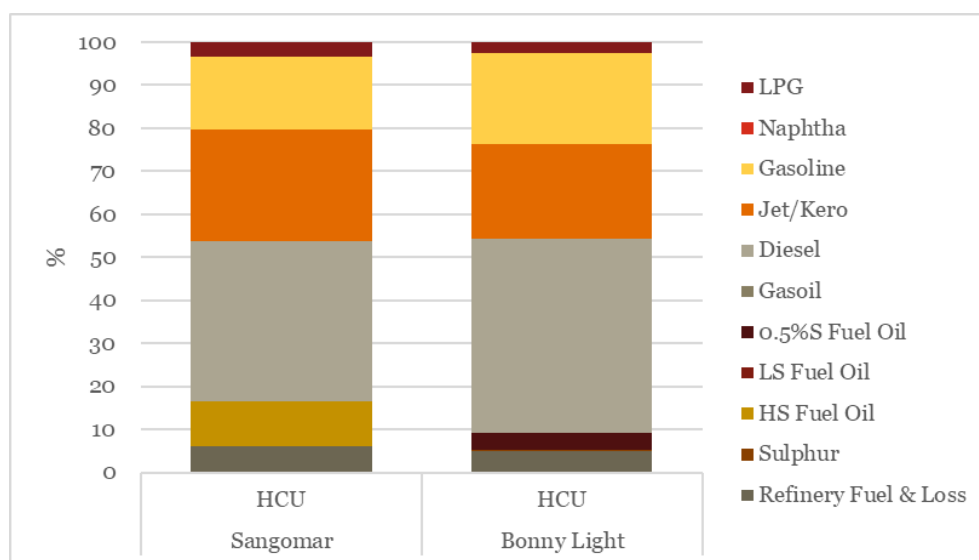


Source: Consultant

Le cracking catalytique à l'échelle industrielle efficace produit une grande quantité d'essence qui devrait être concurrentielle sur les marchés d'exportation. Cela conduirait, nous le soupçonnons, à un besoin structurel de baisse importante des prix, face aux exportations européennes ainsi qu'aux exportations nigérianes de la raffinerie de Dangote.

3. Hydrocracking (HCU)

Le besoin d'hydrocracking : À partir des années 1980, le développement de moteurs diesel modernes à grande vitesse avec leurs efficacités nettement plus élevées a conduit à une demande substantielle passant de l'essence au gasoil/diesel. Cela a été renforcé par l'application de la technologie moderne de turbocompresseur qui produisait des moteurs diesel puissants, efficaces et fiables. En Europe, en 2015, les véhicules diesel représentaient non seulement la quasi-totalité des véhicules utilitaires légers et lourds, mais aussi plus de 70 % des voitures particulières. Cela, et la croissance des voyages aériens a conduit à l'offre européenne / soldes de la demande à devenir déficitaire de quelque 4 millions de tonnes par an de distillat moyen. Tout au long de cette même période, la majorité de la modernisation de la raffinerie européenne VGO a impliqué une certaine forme d'hydrocracking (et à partir du milieu des années 1990 - conversion profonde des résidus aussi) et les raffineries ont d'abord cherché à maximiser le gasoil / diesel et le carburéacteur, et plus tard minimiser la production de fuel lourd. Toutefois, à l'avenir, les défis environnementaux liés à l'utilisation future des combustibles fossiles dans les transports pourraient entraîner une substitution accrue, et il semble probable que la prime de prix de ces combustibles distillats sera de plus en plus sous pression. Cela augmentera à son tour le risque que les marges d'hydrocracking puissent diminuer au fil du temps.

Figure 91 Rendements de la Raffinerie - HCU

Source: Consultant

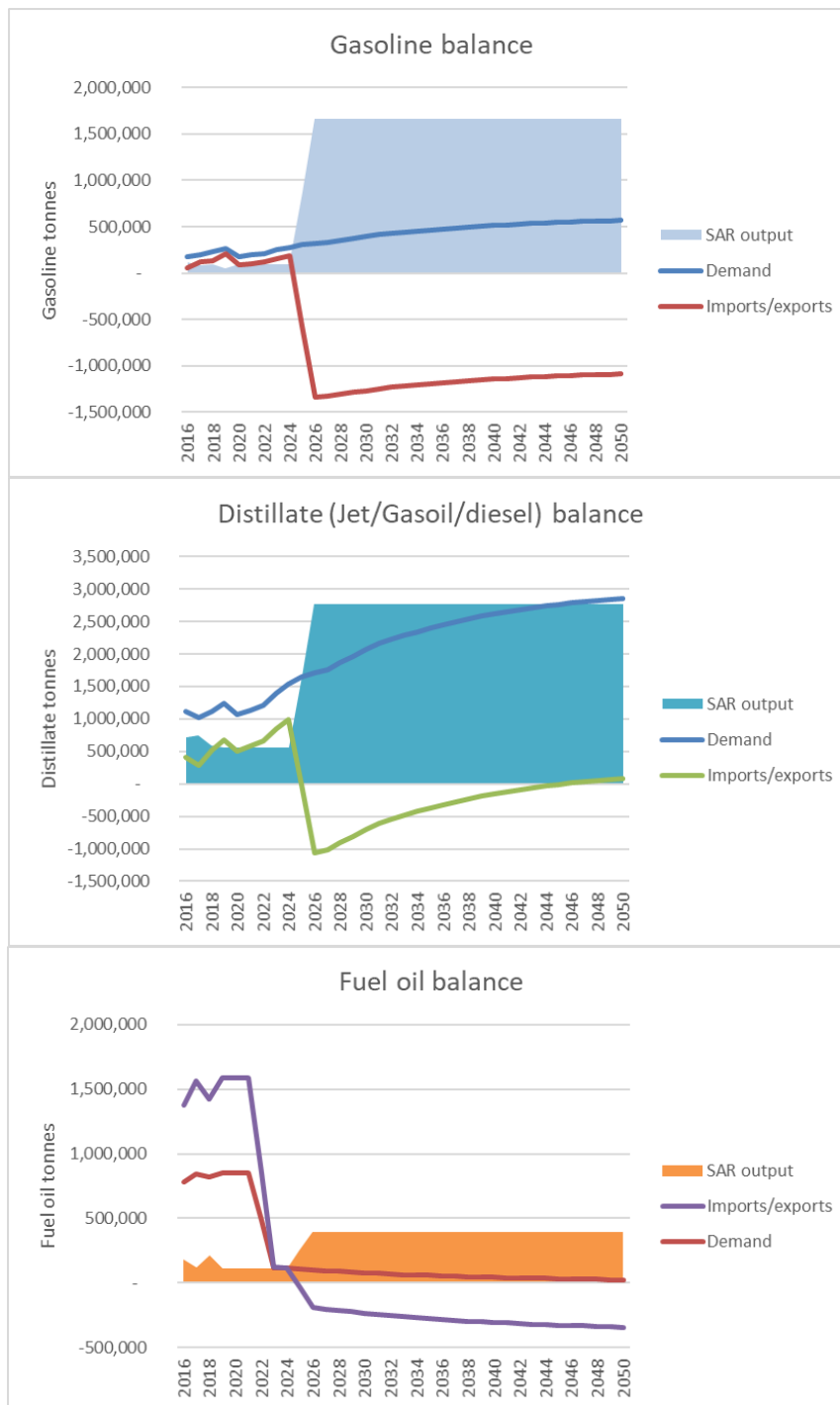
2.4.2.2. Le volume de ressource pétrolière nécessite

L'équilibre de l'offre et de la demande – Investissement dans les raffineries de FCC (100 k b/j)

Un investissement de FCC permettrait la conversion de gasoil lourd en essence et diesel, qui nécessiteraient tous deux un mélange supplémentaire (essence FCC avec des composants à indice d'octane plus élevé) ou un traitement (désulfuration gasoil) pour atteindre des produits finis de qualité Euro V.

L'investissement dans une raffinerie FCC de 100 k/j permettrait de rapprocher davantage la production de distillats (jet/gasoil/diesel) de la demande prévue. Toutefois, les soldes entre l'offre et la demande sont élevés, car ils généreraient également un important excédent d'essence et de fuel lourd. En outre, il créerait également un excédent de distillat entre 2026 et le début des années 2040. Par conséquent, pendant 14 ans de la période d'investissement, la raffinerie pourrait être un exportateur de toutes les qualités. Cela pourrait causer d'autres dommages économiques au projet, car une partie de la production de la raffinerie serait axée sur l'économie des exportations.

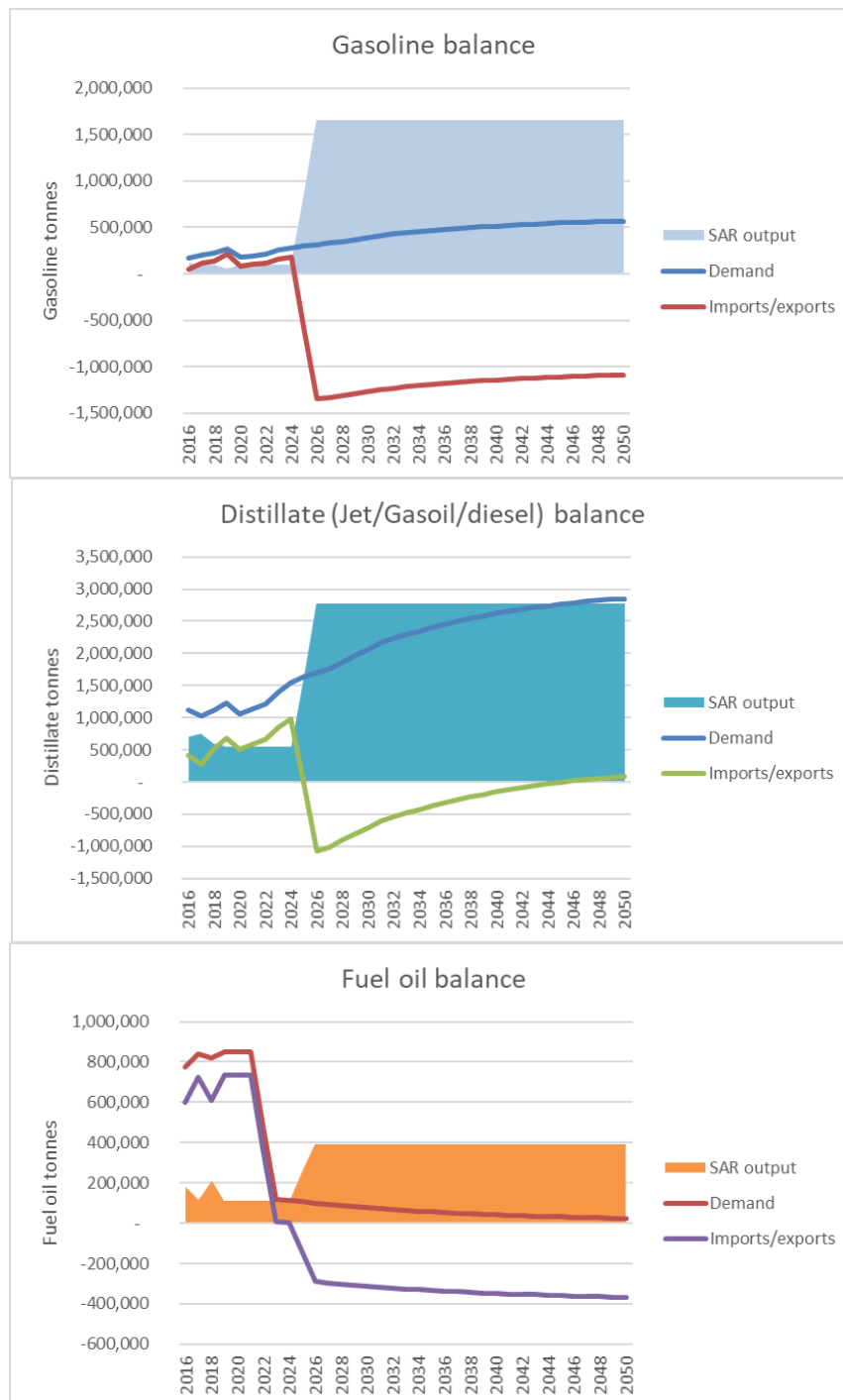
L'excédent des premières années pourrait être géré en fonctionnant à un débit réduit, mais cela pourrait également diminuer la marge nette atteinte et donc le rendement des investissements.

Figure 92 *L'équilibre entre l'offre et la demande de pétrole - FCC*

Source: Consultant

L'Équilibre de l'offre et de la demande – Investissement dans la raffinerie HCU (100 k b/j)

L'investissement dans une raffinerie de 100 k/j de HCU permettrait de rapprocher davantage la production de distillats (jet/gasoil/diesel) de la demande prévue. Les rendements d'une configuration HCU sont plus biaisés vers le diesel que l'essence, surtout par rapport à une configuration FCC. Toutefois, par rapport à la configuration FCC indiquée ci-dessus, l'excédent d'essence est plus faible, mais toujours substantiel. Il créerait encore un excédent de distillat entre 2026 et le début des années 2040. Comme dans le cas du FCC, la raffinerie pourrait être un exportateur de toutes les qualités pendant environ 14 ans.

Figure 93 L'équilibre entre l'offre et la demande de pétrole - HCU

Source: Consultant

2.4.2.3. Les analyses économiques et financières réalistes

Le processus d'hydrocraquage maximise la production de carburants paraffinés tels que le jet et le gasoil/diesel, plutôt que le craquage catalytique qui favorise la production d'essence.

Ce rendement moyen plus élevé du distillat est mieux aligné sur la demande sénégalaise, et donc potentiellement mieux adapté, cependant, c'est un processus plus exigeant, tout comme les défis suivants :

- les coûts en capital d'un hydrocracker sont de 30 à 40 % plus élevés qu'une unité de cracking catalytique
- Sa conception et son fonctionnement ont des exigences de sécurité plus strictes, puisque les processus sont effectués à des pressions d'exploitation plus élevées.

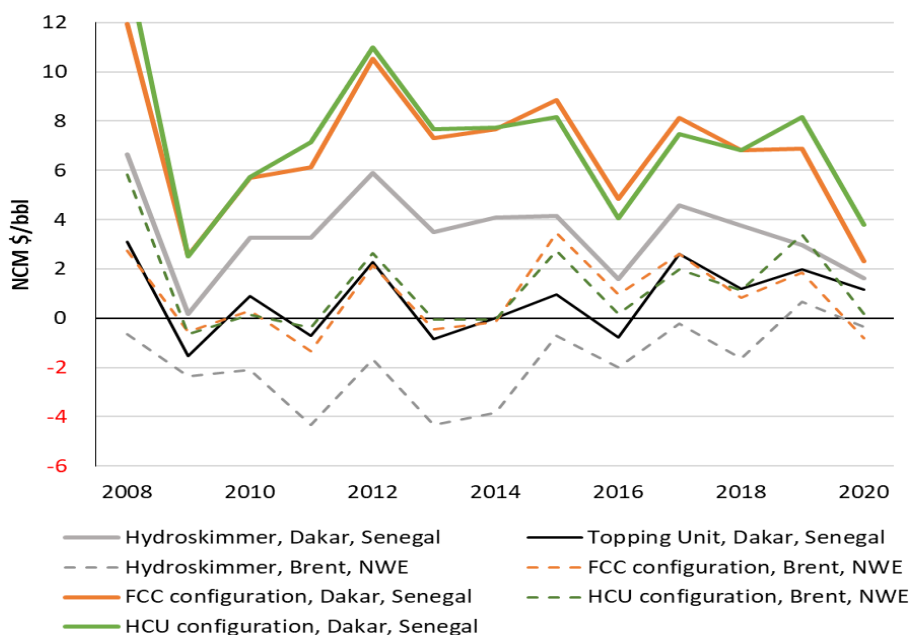
- Les compétences et l'expertise nécessaires à l'entretien approprié de l'équipement d'hydrocracking sont exigeantes et nécessiteront probablement un soutien de la direction et du personnel expatriés pendant une période prolongée, jusqu'à ce qu'une solide plateforme d'expérience puisse être construite localement.
- Bien que l'Afrique soit encore en phase de développement rapide et que sa demande d'énergie et de mobilité suive sa croissance économique et démographique, il est peu probable que son profil de croissance de la demande de combustibles fossiles suive la voie européenne, en particulier à moyen et à long terme.

Méthode de modélisation

La modélisation de la marge de la raffinerie a été basée sur les données d'analyse du pétrole brut qui fournissent les rendements prévus de la distillation. Pour chacun des procédés – hydroskimming, fission catalytique (FCC) ou hydrocracking (HCU) – des hypothèses standard ont été faites en ce qui concerne la réforme du naphta, la désulfuration et la valorisation des résidus. Ces procédés plus sophistiqués ont pour effet d'améliorer les rendements des huiles blanches (essence, gasoil/diesel et jet/kérosène) qui s'échangent toutes à un prix plus élevé que le pétrole brut, et de réduire les rendements en mazout ou en résidus, qui s'échangent à des rabais variables.

Le résultat a été corrélé en utilisant le pétrole brut Brent et les prix historiques des produits pétroliers en Europe du Nord-Ouest, en comparant les marges publiées FCC rapporté par BP sur la période de 2008 à 2018.

Figure 94 Marges de Raffinage



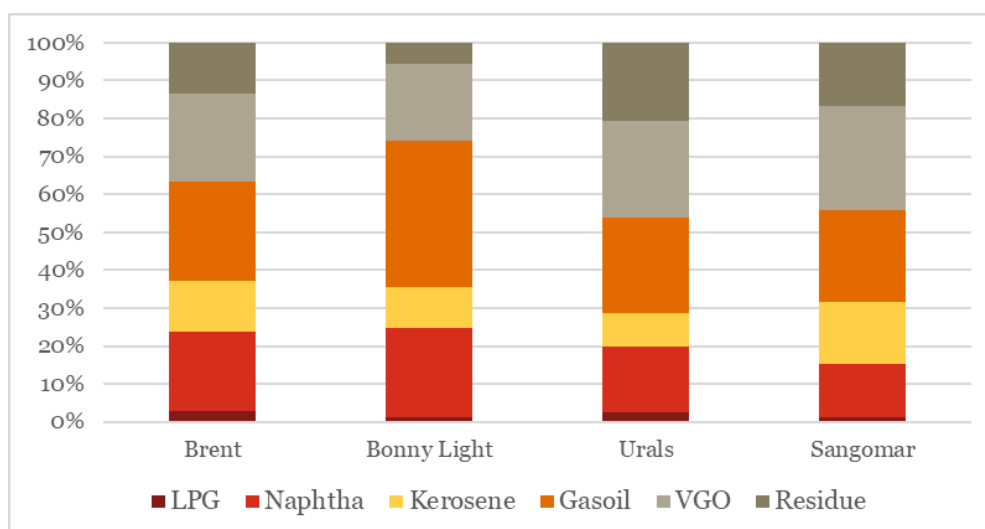
Source: Consultant

Une fois que la corrélation historique a été établie, la méthode de modélisation résumée dans le chiffre ci-dessous a été suivie pour produire une vision actualisée des marges futures des raffineries en fonction des fondamentaux de l'offre, de la demande et de la qualité, puis pour adapter le modèle pour tenir compte du traitement des pétroles bruts pertinents au Sénégal.

Prix et traitement du pétrole brut Sangomar

On peut voir à partir des comparaisons de rendement ci-dessus que si le pétrole brut Sangomar ne semble pas particulièrement bien adapté au traitement de faible complexité, comme l'hydroskimming, son rendement semble mieux adapté aux raffineries avec traitement secondaire (ou cracking).

Étant donné que la capacité de raffinage de rechange en Europe est en grande partie de distillation, les prix du pétrole brut ont généralement été basés sur la valeur de ses produits, en termes de rendement et de qualité. Ainsi, en comparant les principaux indices de référence du pétrole brut ci-dessous, nous prévoyons que le brut Sangomar aura une valeur intrinsèque similaire à celle de l'Oural, même si le marqueur de prix cité habituellement utilisé serait le Brent ou une autre catégorie d'Afrique de l'Ouest.

Figure 95 Rendements des Assays (wt. %)

Source: Consultant

Toutefois, au cours des premières années de production, alors que la stabilité de la qualité du pétrole brut Sangomar est mieux comprise et que son potentiel de fabrication de produits spéciaux tels que la lubrification des huiles ou du bitume n'est pas encore établi, il est probable qu'une nouvelle décote sera appliquée sur les marchés internationaux. Ici, dans la modélisation de la marge de raffinerie, nous avons supposé une valeur de Brent moins 1 \$/baril qui est notre base de prix à long terme prévue pour l'Oural.

Les prévisions de prix ont été élaborées en fonction des écarts de cracking de 60 \$/baril de pétrole brut Brent en termes réels 2021 \$. Les changements fondamentaux du marché (en raison de la demande, des changements réglementaires et de la qualité) se reflètent dans les écarts et les écarts prévus. Les écarts de prix entre les régions sont maintenus en deçà des coûts interrégionaux du fret (le commerce fermant tout arbitrage). Les prévisions de prix sont testées en tenant compte des marges de référence conséquentes.

Il est reconnu qu'il peut y avoir une volatilité considérable des prix sur les marchés des produits de base, mais les prix à peu près à ce niveau semblent être globalement acceptables tant pour les producteurs que pour les consommateurs. Il convient de noter les actions de l'OPEP lors de réunions récentes, qui semblent être de réglementer leurs approvisionnements pour maintenir la stabilité à ou autour de ce niveau de prix.

Prix des produits pétroliers

La prévision des prix des produits pétroliers en termes absolus n'est pas considérée comme une technique de prévision solide. La méthode la plus largement adoptée, et celle utilisée dans ce modèle, consiste à prévoir la prime de prix prévue ou la décote sur le pétrole brut pour l'essence, le gasoil et le fuel, communément appelés 'propagations de cracking'.

Bien que subjectives, les prévisions sont déterminées en prenant en compte :

- Les valeurs historiques.
- Les perspectives de l'offre et de la demande pour chacun de ces produits.
- Les perspectives pour la capacité et la complexité des raffineries, et pour lequel les groupes de produits est le principal moteur de la demande comme l'essence américaine ou le gasoil/diesel européen.
- Les modifications prévues aux spécifications des produits changeraient – ou non - les soldes de l'offre et de la demande des produits ou bien s'ils nécessitaient d'autres investissements, ce qui entraînerait des changements dans les écarts historiques de fissures.

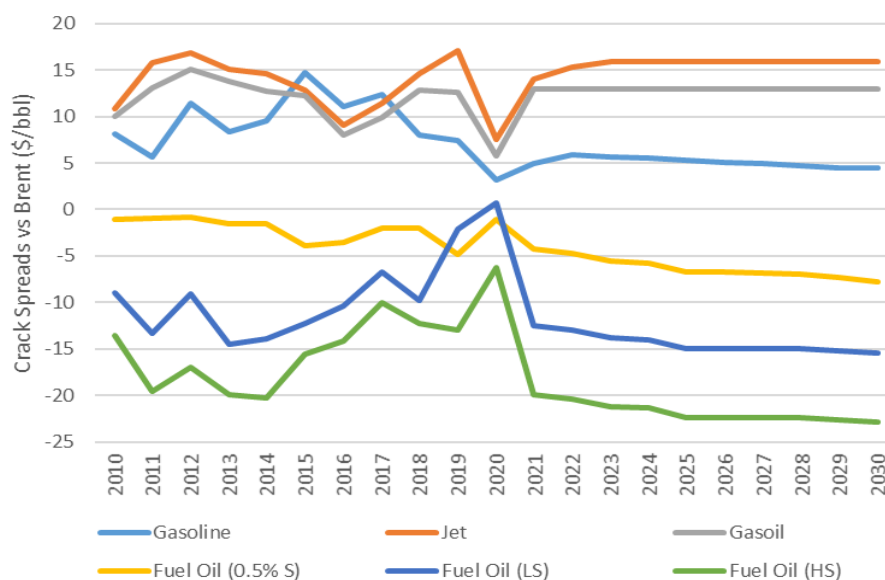
Les hypothèses spécifiques sont indiquées dans la figure ci-dessous et sont basées sur les tendances historiques avec les ajustements suivants étant appliqués au cours de la période de perspectives :

- Au cours de la dernière décennie, le cracking s'est affaibli, à mesure que la demande globale européenne s'est atténuée et que l'arbitrage américain pour ses excédents est devenu de plus en plus rare, la demande totale des États-Unis étant plafonnée depuis 2016 à quelque 410 mtpa. Pour l'avenir, nous prévoyons que la substitution des véhicules électriques en Europe et la poursuite de la réduction des effectifs de véhicules aux États-Unis réduiront davantage les écarts mondiaux.

Physiquement, les excédents de fret européens deviendront de plus en plus dépendants des importations africaines.

- Les écarts gasoil/jet se stabilisent. En Europe, le marché est devenu déficitaire d'environ 4 mtpa en raison de l'augmentation du transport aérien, et sa dépendance à l'égard des véhicules diesel. Bien que nous prévoyions une demande en baisse du diesel à mesure que les carburants de remplacement et les véhicules électriques se développeront, les carburants maritimes nécessitent maintenant plus de composants de carburant diesel. Nous prévoyons que ces facteurs garderont l'Europe globalement déficitaire en gasoil/carburéacteur au cours de la période considérée. Par conséquent, nous avons supposé que les écarts gasoil/jet maintiendront en moyenne la prime existante de cracking sur le pétrole brut.
- La modification apportée en 2020 aux spécifications du bunker international, qui exige une réduction de 3,0 % à 0,5 % du soufre de poids, a été l'un des changements les plus importants de la qualité des produits depuis de nombreuses années. Étant donné que la désulfurisation des combustibles résiduels est à la fois difficile et coûteuse, il s'est avéré plus économique pour de nombreuses raffineries plus simples de passer à des bruts plus doux, et d'accepter la nécessité de déclasser certains composants de carburants diesel en mazout de soute. Comme on peut le voir sur la figure ci-dessous, ceci a causé une énorme flambée des prix du carburant dès que les nouvelles spécifications ont été introduites. Toutefois, comme nous l'avons vu dans le passé, les raffineurs finissent par s'adapter aux nouvelles exigences en matière de spécifications, et nous prévoyons que le passage continu de la combustion du mazout aux centrales électriques au gaz naturel et aux énergies renouvelables maintiendra une trajectoire descendante sur les remises sur le mazout au pétrole brut, une fois ce hiatus passé.

Figure 96 Primes de Cracking en US \$ / baril (Primes par rapport au Brut)



Source: Consultant

Economic modelling

Figure 97 Résumé des données économiques pour la Raffinerie

Senegal				
Sangomar pétrole brut	Distillation	Hydro-skimmer	FCC	HCU
Capacité (kbd)	100	100	100	100
Investissement (\$ million)	525	700	2800	3850
Retour sur l'investissement (IRR)	Negative	Negative	3.0%	-1.2%
Valeur net actualisée (NPV @9% - \$million)	-877	-835	-880	-1,828
Marge brut de raffinage (Average GRM in (\$/bbl))	-\$2.7	-\$1.8	\$5.5	\$4.9
Senegal				
Bonny Light pétrole brut	Distillation	Hydro-skimmer	FCC	HCU

Capacité (kbd)	100	100	100	100
Investissement (\$ million)	525	700	2800	3850
Retour sur l'investissement (IRR)	Negative	4.2%	2.1%	0.0%
Valeur net actualisée (NPV @9% - \$million)	-549	-157	-985	-1,668
Marge brut de raffinage (Average GRM in (\$/bbl)	-\$1.0	\$1.6	\$5.0	\$5.6

Source: Consultant

L'évaluation du pétrole brut et des produits a été effectuée sur la base de prix de parité à l'importation – ce qui génère effectivement la marge de raffinage la plus optimiste, puisque tous les produits sont évalués comme si le marché était déficitaire pour chaque catégorie. Dans la pratique, cela exigerait que tous les excédents de produits après avoir satisfait la demande sénégalaise soient vendus avec succès pour répondre à la demande des pays voisins, ce qui signifie que les utilisateurs finaux soient disposés à payer le prix à l'importation à Dakar, ainsi que le tarif logistique pour transférer le produit à ce client final.

Les points clés découlant de l'analyse de modélisation sont les suivants :

- On prévoit que la simple distillation perdra de l'argent, même sur une base de coûts marginaux (telle que définie par la marge brute des raffineries).
- L'hydroskimming ne fait qu'une contribution positive sur une base de coûts marginaux lors de l'exploitation du pétrole brut Bonny Light, cependant, le modèle ne montre aucun cas d'investissement pour la construction de capacités d'hydroskimming supplémentaires, car il n'y a pas de rendement économique sur le coût en capital. Le pétrole brut Sangomar semble également mal adapté à l'hydroskimming et devrait être en perte, même sur une base de coûts marginaux en raison de son rendement plus élevé de mazout à haute teneur en soufre, qui a une valeur relativement faible.
- Le Cracking catalytique (FCC) a USD 5.49/bbl génère une marge plus élevée sur le pétrole brut Sangomar - surpassant celui de Bonny Light d'environ \$ 0,50/bbl. En outre, il génère un rendement de l'investissement de 2-3% (TRI) sur une base de valeur actuelle en supposant un coût en capital de 2,8 milliards de dollars. Toutefois, une fois qu'un facteur d'actualisation de 9 % par année est supposé, le projet NPV devient négatif de -0,9 \$1,0bn.
- L'hydrocracking (HCU) génère des marges brutes de raffinerie d'environ 4,9 \$/baril lors du traitement du pétrole brut Sangomar et de 5,57 \$/baril sur Bonny Light. En raison du coût en capital plus élevé prévu de l'hydrocracker – supposé être de 3,8 milliards de dollars, l'analyse de modélisation montre que le projet hydrocracker NPV est négatif de 1,7 à 1,8 milliard de dollars.

La production du modèle de raffinerie ne montre aucun scénario d'investissement positif, malgré la marge élevée des raffineries pour la mise à niveau des configurations.

2.4.2.4. Les retombées et implications pour le Sénégal

Sangomar, en tant que pétrole brut aigre, n'est pas bien adapté aux configurations de hydroskimming sur le scénario de prix à terme prévu, principalement en raison de sa production de HSFO, dont une grande partie pourrait finir par être exportée d'une nouvelle raffinerie.

Bonny Light est mieux adaptée à la configuration actuelle de la raffinerie. Néanmoins, si nous comprenons la configuration actuelle pour générer des rendements qui se situent quelque part nos rendements standard modélisés pour l'hydroskimming, l'économie de marge brute sont peu susceptibles de faire beaucoup mieux que le seuil d'équilibre à court terme. Une fois que Senelec sera passé du mazout au gaz naturel, ce qui, selon nous, sera prévu pour 2024/25, les pertes deviendront inévitablement plus importantes lorsqu'elles seront calculées sur une base de marché libre.

Le cracking catalytique offre le meilleur rendement économique potentiel, avec des marges brutes modélisées de USD 5-5.40 par baril. La mise à niveau des procédés de raffinage avec les unités FCC et d'Isomérisation doivent faire partie d'un programme de mise à niveau, et nous comprenons que cette option est maintenant en cours d'élaboration dans le cadre du projet SAR 2.0, portant la capacité à 75 kb/j sur le site existant. Nous notons toutefois qu'aucun reformeur régénérateur continu n'est inclus dans le projet, ce qui limitera la qualité de l'octane du pool d'essence et réduira les rendements de l'essence par rapport aux rendements de naphta. Notre propre modélisation de l'option FCC suppose une raffinerie de 100 kb/j située en dehors de Dakar pour laquelle l'estimation du coût du capital est de USD **2,8 milliards**, et tandis que le retour sur investissement est positif, les prévisions de 2,0 % de retour sur investissement est peu susceptible d'être suffisant pour attirer des capitaux étrangers. De plus, les excédents d'essence qui en résulteraient obligeraient les propriétaires à exporter une grande partie de cette quantité par navire, ce qui entraînerait une nouvelle érosion des marges par rapport aux hypothèses de prix de notre modèle.

Nous comprenons que des consultants (UOP et Technip) ont été nommés pour faire des propositions pour le SAR 2.0 en vertu duquel la raffinerie subirait une augmentation de capacité de 30 to 75 kb/j et que des unités de traitement secondaires - FFC (Cracking catalytique) et une unité d'isomérisation - sont incluses dans le projet. Cette configuration est globalement semblable à celle modélisée dans le cadre des nouvelles options de raffinerie ci-dessous, bien que dans le cas de SAR 2.0, nous comprenons qu'une zone du site existant, qui est actuellement un lac, serait drainée pour accueillir ces installations supplémentaires, et que des unités de traitement 'd'occasion' étaient à l'étude dans le but de contenir les coûts en capital. La SAR a reçu des indications précoces que cette approche pourrait permettre des économies substantielles, avec une estimation initiale de seulement 600 millions de dollars EU. Cela contraste avec le coût d'une nouvelle raffinerie FCC nouvelle de capacité similaire qui est estimé à 2 milliards de dollars.

Concernant les aspects environnementaux et sociaux, La construction et l'exploitation d'une nouvelle raffinerie pour remplacer la raffinerie représente un risque d'impacts environnementaux et sociaux. Les principaux risques environnementaux et sociaux sont comme suit :

- Les impacts environnementaux résultent principalement des émissions atmosphériques, des rejets d'eaux usées, des déchets solides, du bruit, des odeurs et des effets visuels ou esthétiques.
- Les émissions atmosphériques comprennent le monoxyde de carbone, les particules, les hydrocarbures, les oxydes de soufre et les oxydes d'azote. Les émissions atmosphériques peuvent produire des odeurs désagréables et dégrader la qualité de l'air ambiant dans les environs.
- De grandes quantités d'eau sont nécessaires et de grandes quantités d'eaux usées sont produites, ce qui peut polluer les eaux de surface.
- Il existe un risque de contamination grave des eaux de surface, du sol et des eaux souterraines par des fuites ou des déversements accidentels de produits chimiques et d'hydrocarbures.
- De grands volumes de déchets solides sont produits.
- Des niveaux de bruit important sont générés.
- Les matières premières et les produits pétroliers stockés à la raffinerie sont généralement combustibles ou explosifs et représentent des problèmes de santé et de sécurité pour les travailleurs et les communautés voisines.

Le rapport de la Phase 3 comprend une évaluation spécifique aux sites potentiels de l'implantation des installations.

Conclusion

L'investissement dans une nouvelle raffinerie présente une opportunité de relocaliser la fabrication dans une zone qui dispose de terrains disponibles, qui n'est pas située dans une zone bâtie telle que la région du Grand Dakar, et est idéalement située pour les routes de connectivité routière et ferroviaire, ainsi que pour le nouvel aéroport international.

Une nouvelle raffinerie fournirait une infrastructure moderne qui sera probablement robuste, fiable et répondra aux dernières normes environnementales. Elle doit également être en mesure de produire des produits répondant aux dernières spécifications européennes.

Néanmoins, l'investissement dans une nouvelle raffinerie de distillation simple ou d'hydroskimming ne produira pas un retour sur investissement positif, ni une marge d'exploitation positive. En revanche, une raffinerie de craquage générera des marges de 5 à 5,5 \$/baril. Cependant, le coût d'investissement élevé de ces installations se traduit par un retour sur investissement faible à seuil de rentabilité. De plus, les déséquilibres d'une nouvelle grande raffinerie présentent un risque pour la rentabilité de l'investissement. Notre évaluation économique est basée sur des produits dont le prix correspond à la parité des importations. Tout excédent de produits serait évalué à la parité des exportations, ce qui réduirait encore le retour sur investissement.

Compte tenu de l'évolution croissante vers la transition énergétique des combustibles fossiles, les perspectives économiques à long terme (au-delà de 2035) semblent très incertaines. Ceci est susceptible de préoccuper tout investisseur externe, tandis que l'environnement d'investissement devient de plus en plus hostile aux combustibles fossiles. Par conséquent, alors que l'économie d'exploitation peut être potentiellement solide, l'économie d'investissement est plus faible et à haut risque.

Des quatre configurations potentielles de raffinerie considérées, le modèle d'hydrocraquage est celui qui correspond le mieux au profil et à l'évolution de la demande du Sénégal. Bien que le craquage catalytique offre théoriquement une meilleure économie d'investissement, son profil de rendement, qui est plus élevé en essence par rapport au diesel qu'en hydrocraquage, est moins bien adapté au Sénégal. Par conséquent, cela générerait une tâche d'exportation élevée pour l'essence.

La nouvelle raffinerie générera un important bassin d'emplois et de compétences industrielles au niveau local. Une raffinerie complexe similaire dans une économie européenne emploierait environ 400 à 500 personnes. Il peut très bien générer des emplois indirects pour les services et les industries associées pouvant compter jusqu'à 2 000 personnes.

La justification d'un modèle intégré verticalement repose en grande partie sur l'intégrité et la sécurité de l'approvisionnement. Cependant, cela entraîne fréquemment des déséconomies, où le pétrole brut n'est ni adapté au profil de la demande du pays, ni bien adapté à la configuration de la raffinerie. Pour la plupart des économies de marché ouvertes, il existe un libre-échange de pétrole brut et de produits, de sorte qu'un producteur peut rechercher l'acheteur le plus rentable et qu'une raffinerie peut acheter son pétrole brut le plus économiquement approprié. Nous considérons donc qu'une approche intégrée sera moins économique et ouverte qu'un modèle segmenté ou marchand.

Comme indiqué dans la section 2.4.1 sur l'approvisionnement, les dispositions du régime pétrolier actuel confèrent une prime substantielle par rapport aux cotations CIF de Platts pour les prix à la rampe de la raffinerie (prix de reprise), et si cela est inclus dans les hypothèses de prix, cela garantirait sans aucun doute rentabilité continue.

Pour le Sénégal, la question semble être de savoir si les avantages nationaux plus larges de la poursuite des opérations de raffinage et du potentiel d'intégration de la chaîne d'approvisionnement en pétrole grâce au traitement du brut de Sangomar, justifient les prix relativement élevés des produits pour les clients finaux. Une alternative à faible coût en capital à l'investissement en raffinerie pour convenir à Sangomar, serait d'envisager le traitement offshore dans une raffinerie marchande spécialisée, dont des exemples existent déjà à Rotterdam et en Méditerranée.

L'alternative principale, pour créer un hub terminal est discutée séparément dans la section ci-dessous.

2.4.3. Grand Terminal d'importation pour remplacer la raffinerie

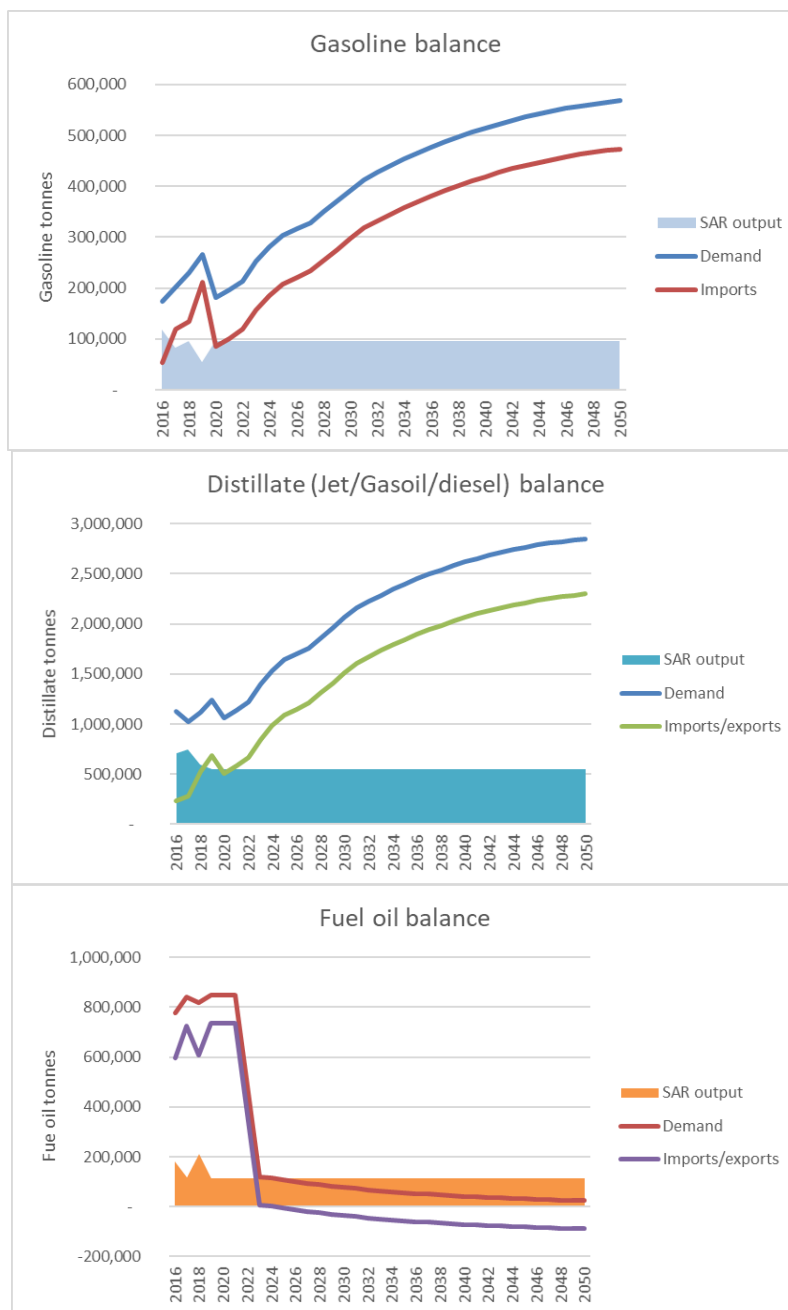
2.4.3.1. Description du projet

L'un des principaux sujets à considérer dans la discussion sur les options de « produire ou importer » est l'équilibre entre l'offre et la demande projeté pour le Sénégal.

L'Équilibre de l'offre et de la demande – configuration actuelle des raffineries

Comme nous l'avons discuté dans la section 2.4.1 avec l'évolution de l'offre, la SAR produira un pourcentage décroissant de la demande intérieure d'essence et de gasoil et les importations sont donc nécessaires tout au long de la période prévue pour ces deux catégories. En revanche, la baisse de la demande de mazout pour la production d'électricité exigera SAR à devenir un exportateur net de mazout lorsque la plupart des centrales HFO seront convertis en gaz naturel.

Figure 98 *Équilibre de l'offre et de la demande de pétrole Sénégal – SAR*



Source: Consultant

Pour soutenir la demande croissante de carburants au Sénégal, une alternative à l'expansion de la configuration de raffinage serait d'établir un grand centre d'approvisionnement pour desservir le Sénégal et les exportations intérieures vers les pays voisins. Le concept de centre d'approvisionnement serait une expansion importante des installations terminales et des jetées. Au lieu d'être potentiellement limitée par

des jetées actuelles, les profondeurs d'eau et les capacités de stockage, cette option permettrait au Sénégal d'importer avec des grands navires de produits de taille économique et donc d'accéder aux prix à l'importation les plus attractifs.

La raffinerie SAR existante se trouve dans un emplacement central à Dakar et sera donc limitée dans son potentiel d'expansion, par des considérations locales en matière de sécurité et d'environnement. Nous comprenons donc que toute expansion potentielle de la raffinerie aurait lieu en dehors de la zone bâtie de Dakar. De même, le positionnement d'un grand centre d'approvisionnement à la périphérie de la région de Dakar aurait plusieurs attractions.

Premièrement, il pourrait être situé dans un site neuf ou récupéré avec des terrains adéquats pour une expansion par étapes, en fonction de la croissance de la demande. Nous envisagerions également que le nouveau hub soit relié par l'oléoduc aux opérations existantes de stockage de réservoirs actuellement gérées par SAR et Petrosen et que certains réservoirs (en particulier ceux de mazout) puissent être nettoyés, remis à neuf et réaffectés à d'autres catégories de carburant, en particulier le gasoil et le diesel.

Un emplacement avantageux pour les liaisons de transport, y compris la route et le ferroviaire, pourrait être choisi. À titre d'exemple, la région de Sendou (voir ci-dessous) pourrait offrir un accès à proximité au réseau ferroviaire et à la nouvelle autoroute, en plus d'être proche de l'aéroport international. Un tel emplacement faciliterait les connexions à l'intérieur du Sénégal et la réexportation des produits vers les pays voisins. Cela donnerait au centre d'importation un avantage concurrentiel par rapport aux sites d'importation dans les pays voisins qui sont entravés par les problèmes de circulation.

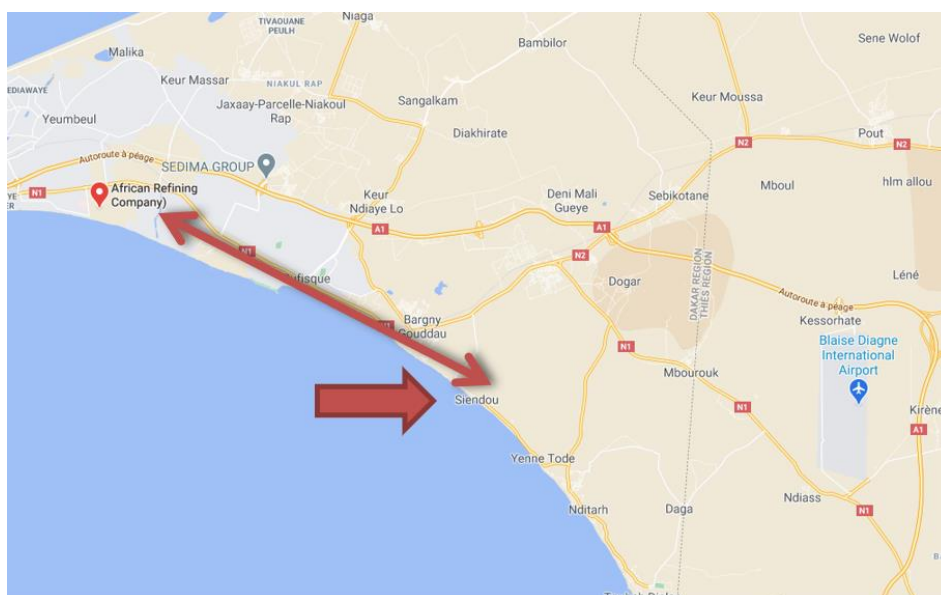
Nous avons déjà vu que la région de Dakar peut être approvisionnée de manière plus compétitive que les sites d'importation concurrents d'Afrique de l'Ouest. Cela ajouterait à l'attrait du développement de l'installation pour desservir non seulement le Sénégal mais aussi des pays voisins.

Les importations pourraient être gérées par une société indépendante ou semi-étatique d'importation, de stockage et de distribution primaire. La logistique des produits pétroliers de SAR, terminaux de commercialisation existants, et toutes les nouvelles installations pourraient faire partie de la conception de la nouvelle organisation. Son mandat serait d'être responsable de l'importation des besoins en produits du Sénégal à un coût minimum et de l'accès libre à tous les spécialistes du marketing, que ce soit par oléoduc, par le rail ou la route.

Une approche pourrait être d'agréger la demande prévue pour tous les 'marketeurs' et de faire des appels d'offres collectifs pour les livraisons importantes au Sénégal, dans le but de minimiser les coûts importés. Le pétrole physique pourrait ensuite être reçu dans son stockage et redistribué aux terminaux de commercialisation existants ou aux nouveaux terminaux de la région de Dakar via le réseau d'oléoducs. Cette société de logistique serait le constructeur de tout nouveau terminal en dehors de Dakar, qui serait également relié par un gazoduc aux terminaux existants.

Cette nouvelle société de logistique pourrait à terme soutenir le développement d'éventuels futurs terminaux ruraux (comme Tambacounda ou même St.Louis), et des liaisons oléoduc, ferroviaire ou côtier, soit vers ces installations rurales, soit pour le transit vers les pays voisins.

Figure 99 Options d'emplacement du centre d'approvisionnement



Source: Consultant

Nous avons construit un modèle simple pour illustrer le potentiel de cette opération. Le modèle suppose que le stockage soit construit par phases en fonction de la croissance prévue de la demande. Nous avons également tenu compte du redéploiement des réservoirs de stockage de mazout pour les droits de diesel et de gasoil. En outre, nous avons supposé que le nouveau centre serait relié aux installations de stockage existantes à Dakar par un nouveau gazoduc dans les deux sens. Aussi une connexion autoroutière et un embranchement vers le réseau ferroviaire seraient construits pour accéder à l'installation. Des estimations ont été faites pour les services publics, l'automatisation des réservoirs, les préparations du site et les pompes et l'équipement de sécurité-incendie. Nous avons également supposé que la raffinerie serait déclassée et que son entrepôt de stockage des réservoirs serait réaffecté pour être utilisé dans le cadre de ce nouveau centre.

2.4.3.2. Le volume de ressource pétrolière nécessaire

Le cas économique d'un centre d'approvisionnement est basé sur la possibilité d'importer avec l'économie d'importation la plus attrayante possible. Cela nécessitera une installation d'importation et de stockage qui soit en mesure de recevoir directement des gros navires utilisés pour les expéditions de produits intercontinentaux, et ne pas compter sur de plus petits navires côtiers à des coûts de fret plus élevés.

Nous avons calculé les capacités de stockage en fonction de trois phases distinctes d'investissement à intervalles de dix ans. La capacité de stockage a été dimensionnée pour permettre un stock d'exploitation de 15 à 20 jours et un stock obligatoire supplémentaire de 30 jours à des fins d'urgence. Enfin, le stockage a été dimensionné pour tenir compte de la taille des navires pour optimiser l'économie des importations. Ceux-ci sont indiqués dans le tableau ci-dessous.

Figure 100 Stockage du centre d'approvisionnement et hypothèses sur les navires

Produit	Stockage disponible (jours)	Stockage obligatoire (jours)	Taille maximum du navire d'importation (kt)
GPL	20	0	20
Essence/Super	15	30	30
Distillat	15	30	60
Fioul	15	30	40

Source: Consultant

La capacité de stockage qui en résulte est indiquée ci-dessous.

Figure 101 Exigences de stockage du centre d'approvisionnement

	Stockage actuellement	Besoin de stockage supplémentaire (m3)		
		2030	2040	2050
GPL	18,310	47,068	9,400	8,034
Essence/Naphta	43,992	59,859	19,920	8,841
Distillat (Carburacteur/Gasoil)	284,660	35,773	60,763	23,909
Fioul	121,800	0	0	0
Total	468,762	142,700	90,083	40,784
Réserve de combustible de soute		70,000	50,000	40,000

Source: Consultant

Notons que le stockage en cours d'aménagement à Sendou/Bargny (90 000 m3) sera disponible lors de la première phase. La construction est en cours depuis 3 ans et les travaux devraient être terminés au deuxième trimestre 2022.

En supposant que les réservoirs de mazout puissent être réaffectés pour le distillat moyen, les taux de rotation des réservoirs sur ce stockage seraient de 11 à 15 fois par an, ce qui est conforme aux normes internationales de référence.

2.4.3.3. Les analyses économiques et financières réalistes

Développement d'un centre d'approvisionnement – hypothèses financières

Nous avons utilisé les coûts d'investissement de notre compréhension des coûts pour des projets similaires et des points de repère de l'industrie. Les coûts de capex pour la construction de réservoirs, estimés à 500 \$ le mètre cube pour les carburants liquides, et à environ 1 000 \$ le mètre cube pour le GPL sont particulièrement pertinents. Cela comprend une provision limitée pour les travaux en ligne, qui n'est donc pas.

Figure 102 Hypothèses de coûts de stockage

Répartition des coûts	Cost estimate	Unit
Capex de combustibles liquides	\$500	par m3
Dépenses en capital GPL	\$1,040	par m3
Contingences	20%	
Capacité louée	80%	
Taux d'utilisation du réservoir par mois	12	
Frais de renouvellement réservoir de Fioul en	20%	% de la nouvelle construction
Dépenses de fonctionnement par m3	\$6.5	par an

Source: Consultant

Nous avons supposé que l'investissement dans le pipeline pour relier l'installation à la raffinerie et au réservoir Petrosen, ainsi que la logistique routière et ferroviaire sont tous inclus dans la première phase d'investissement comme indiqué ci-dessous.

Figure 103 Hypothèses de coûts des oléoducs et autres infrastructures

Coûts en capital (en millions de dollars)	2030	2040	2050
Combustibles liquides	48	40	16
GPL	49	10	8
Remise à neuf des réservoirs de mazout	5	2	1
Subtotal - tankage	102	52	25
Pipeline connection (2 x lignes de 16 pouces)	50		
Connexion de tête de rail	10		
Route (jonction d'autoroute)	3		
Utilitaires	5		
Contingence	34	10	5
Grand total	204	62	30

Source: Consultant

Le modèle est basé sur une dépense progressive du capex sur trois ans avant la mise en service de chaque tranche de capacité de stockage. Le stockage est supposé être construit avant les besoins de capacité appropriés, de sorte que par exemple le stockage nécessaire en 2030 devrait être construit d'ici 2029 et le capex est progressivement en conformité avec cela.

Figure 104 Investissements

Investissement \$m	2030	2040	2050
Y 10%	20.4	6.2	3.0
Y-1 30%	61.2	18.7	9.0
Y-2 60%	122.4	37.4	18.0
Y-3 0%	-	-	-
	204	62	30

Source: Consultant

Les recettes des terminaux proviennent des frais de stockage et de débit sur la capacité du concentrateur terminal. Nous avons utilisé des frais d'entreposage qui reflètent les frais typiques pour les terminaux d'approvisionnement dans les régions qui ont une chaîne d'approvisionnement similaire à celle du Sénégal, en particulier qu'ils n'ont pas une concurrence importante de la part des installations immédiatement voisines comme celles qui se trouveraient dans des endroits comme Rotterdam ou Singapour.

Les sources de revenus ont été calculées à l'aide des hypothèses décrites :

- Frais mensuels de stockage stratégique - stock de 30 jours.
- Frais mensuels de stockage basés sur la capacité totale par rapport à un taux d'utilisation prévu.
- Frais de passage par tonne.

Les frais de stockage et de passages sont indiqués ci-dessous.

Figure 105 *Frais de passages et stockage*

Charges/Fees	dollar par m3 par mois
Reserve obligatoire	3.5
Frais de stockage	
GPL	10.0
Essence/Naphte	5.0
Distillat (Carburant/Gasoil)	5.0
Fioul	6.0
Frais de tours de réservoir	
GPL	20.0
Essence/Naphte	8.0
Distillat (Carburant/Gasoil)	8.0
Fioul	8.0

Source: Consultant

Ce grand centre d'importation dans une zone de demande clé sera naturellement en mesure de générer des revenus d'utilité. En plus dans une région où la logistique est restreinte, on peut espérer une prime par rapport aux endroits où il existe plusieurs options concurrentes (comme on le voit souvent dans les économies plus avancées).

Les taux ci-dessus sont réalistes et réalisables, et sont conformes à notre expérience d'installations comparables dans les marchés émergents avec une structure de régime pétrolier favorable. L'économie est encore améliorée par le redéploiement des stockages existants et leur connexion en une seule installation de grand centre efficace. L'investissement produira un rendement pour l'opérateur ainsi que pour l'investisseur (ou le gouvernement si elle appartient à l'État).

Project economics		
CAPEX (\$ m)	\$296	Million
NPV (\$ m)	\$653	Million
IRR	14%	
Payback	8	Years
Discount rate	9%	

Source: Consultant

2.4.3.4. Les retombées et implications pour le Sénégal

Il existe une surcapacité régionale de raffinage, le bassin Atlantique étant actuellement utilisé à 70 %. La pression pour la décarbonisation augmente, l'Afrique devant contribuer à partir des années 2030. Là où les combustibles fossiles sont encore utilisés, les exigences de qualité deviendront de plus en plus sévères et progressivement alignées sur les normes européennes (Euro V – VI, plus biocarburants, puis biocarburants avancés).

Dans ce contexte, un centre d'importation régional est un investissement à faible risque et flexible dans la chaîne d'approvisionnement qui a le potentiel d'améliorer considérablement les coûts d'approvisionnement en produits pétroliers du Sénégal.

L'économie qui en résulte est positive et donne un retour sur investissement de 8 ans, un rendement de 14% et une VAN fortement positive tout au long de la période d'investissement, indiquant qu'un centre d'approvisionnement ne serait pas seulement une option utile comme solution, alternative à l'investissement dans les capacités de raffinage pour la sécurité d'approvisionnement, mais générerait également un rendement susceptible d'être attractif pour les investisseurs externes.

Ces données économiques sont basées sur l'importation de produits pétroliers finis à parité d'importation, ce qui, par rapport aux prix actuellement observés au Sénégal dans notre analyse, offre un avantage de coût de 140 \$ à 180 \$ la tonne par rapport à la structure de prix actuelle. Par conséquent, le passage à un modèle d'importation offre la possibilité d'une réduction des tarifs d'importation ou des subventions sur le marché intérieur. La sécurité d'approvisionnement peut être assurée, en configurant le stockage pour permettre l'importation de tailles de cargaisons utilisées dans le commerce interrégional ainsi que le maintien de niveaux élevés de stock obligatoire ou stratégique. Cela renforce la robustesse de la chaîne d'approvisionnement et permet de saisir les meilleurs prix du fret international.

Malgré la réduction des coûts de carburant de ce montant, le retour sur investissement est très positif et serait considéré comme attrayant pour un investisseur externe, qui serait à l'aise avec les retours sur investissement robustes et stables fournis par un modèle commercial d'importation et de rupture de stock. En comparaison, un investissement dans une raffinerie exposerait l'investisseur externe non seulement à la

volatilité des marges de la raffinerie, mais également à la perspective d'une baisse des marges à long terme, en particulier dans les dernières années de la période de planification.

Investir dans un hub régional au lieu de poursuivre le modèle de raffinage est également cohérent avec le développement de la logistique intérieure et une supply chain renforcée au Sénégal : le hub bénéficie des mêmes maillons logistiques que le nouveau site de raffinerie, mais avec une faible complexité, de faibles investissements, construction à faible risque.

Enfin, le modèle de hub est complémentaire à l'environnement concurrentiel émergent dans le raffinage et l'approvisionnement en Atlantique et en Afrique de l'Ouest. En plus de l'excédent croissant de capacité de raffinage dans le bassin atlantique, la raffinerie de Dangote fournira une capacité de raffinage suffisante pour répondre non seulement à l'ensemble de la demande de carburant du Nigeria, mais a également la capacité de répondre à une grande partie des besoins régionaux locaux. En ce sens, le hub est un modèle commercial qui permettrait au Sénégal de profiter de nouveaux excédents de produits de haute qualité d'une opération de raffinerie efficace, plutôt que de construire une opération de raffinage qui ne serait jamais en mesure de rivaliser avec Dangote dans l'un ou l'autre des produits conditions de qualité ou sur les coûts d'exploitation. Le modèle de hub est probablement la meilleure opportunité pour le Sénégal de maximiser son avantage dans ce nouveau contexte concurrentiel ainsi que de minimiser les risques économiques futurs.

Concernant les aspects environnementaux et sociaux, la construction et l'exploitation d'un grand terminal d'importation pour remplacer la raffinerie représente un risque d'impacts environnementaux et sociaux. Les principaux risques environnementaux et sociaux sont comme suit :

- Les impacts environnementaux résultent principalement des émissions atmosphériques, des rejets d'eaux usées, des déchets solides, du bruit, des odeurs et des effets visuels ou esthétiques.
- Il existe un risque de contamination grave des eaux de surface, du sol et des eaux souterraines par des fuites ou des déversements accidentels de produits chimiques et d'hydrocarbures.
- De grands volumes de déchets solides sont produits.
- Des niveaux de bruit important sont générés.
- Les produits stockés sont combustibles et explosifs et présentent des risques pour la santé et la sécurité des travailleurs et des communautés voisines.
- La libération des emprises pourrait entraîner des impacts sociaux.
- Les installations comprennent des structures marines pour le chargement des navires. Ces structures pourraient entraîner des impacts sur la morphologie du littoral (érosion côtière) et avoir des impacts sur la navigation maritime, en particulier les bateaux de pêche artisanale.

Le rapport de la Phase 3 comprend une évaluation spécifique aux sites potentiels de l'implantation des installations.

Conclusion

Une opération de hub bien gérée avec un stockage stratégique adéquat et la capacité de gérer de grandes cargaisons internationales fournit une solution d'approvisionnement robuste pour les besoins en évolution du Sénégal en matière de produits. En revanche, toute configuration de raffinerie créera presque toujours certains excédents et déficits de produits par rapport à la demande régionale. Tout excédent de produit devra faire face à une concurrence intense sur le marché international.

Avec la bonne capacité de stockage et de jetée disponible, un hub peut renforcer la robustesse de la chaîne d'approvisionnement en permettant au Sénégal de réduire le coût de l'approvisionnement en produits tout en maintenant la continuité : dimensionner la disponibilité de stockage pour gérer les grandes cargaisons internationales permettra de capturer les meilleurs prix des cargaisons internationales.

Le hub ne créera que des emplois industriels supplémentaires limités, et si la raffinerie devait fermer, il y aurait presque certainement une perte nette d'emplois. Cependant, le passage de la chaîne d'approvisionnement à un modèle de plaque tournante créera une économie plus ouverte et basée sur le commerce, où le Sénégal est considéré comme la plaque tournante des importations pour la région. Cette nouvelle culture commerciale est également susceptible d'attirer d'autres activités commerciales et industrielles légères.

Cela profitera également à l'économie en réduisant le coût des combustibles fossiles.

Un hub est un investissement évolutif. Il peut être de nature modulaire car des réservoirs supplémentaires peuvent être construits en fonction de l'évolution de la demande. À mesure que les exigences de qualité des produits évoluent et que de nouveaux carburants sont introduits au cours de la transition énergétique attendue au cours des 20 à 30 prochaines années, les réservoirs de stockage peuvent être réaffectés à une utilisation de qualité de carburant alternatif, le cas échéant, à un coût supplémentaire relativement faible. C'est donc une option flexible, à faible impact et efficace pour répondre aux besoins énergétiques évolutifs du Sénégal.

En raison de la nature à faible risque du modèle commercial, nous prévoyons que le hub attirera les investisseurs beaucoup plus facilement qu'un investissement supplémentaire dans une raffinerie. C'est en partie à cause des retours économiques prévus, en partie à cause de la polyvalence de l'investissement - il peut être construit par étapes et les réservoirs de stockage peuvent être réutilisés à d'autres fins, en cas de changement des exigences. Enfin, il ne comporte pas le même niveau d'incertitude dans les années intermédiaires à externes de la période d'investissement qui serait associé à un investissement dans une raffinerie.

Un emplacement approprié pour le hub devra être identifié. Nous considérons qu'un emplacement à la périphérie du Grand Dakar, à portée relativement facile de la côte, mais à proximité des installations logistiques routières et ferroviaires, est le plus approprié. Nous avons indiqué dans notre précédent rapport que quelque part dans les environs de Siendou pourrait être approprié. Cependant, il n'entre pas dans le cadre de ce projet de choisir un site spécifique.

Nous reconnaissons qu'une plaque tournante aurait des exigences d'emploi inférieures à celles d'une raffinerie. Par conséquent, si une décision est prise de fermer la raffinerie plutôt que de poursuivre les options d'atténuation décrites ci-dessus, un plan social complet serait alors nécessaire pour recycler, redéployer ou indemniser les employés dont les emplois sont menacés.

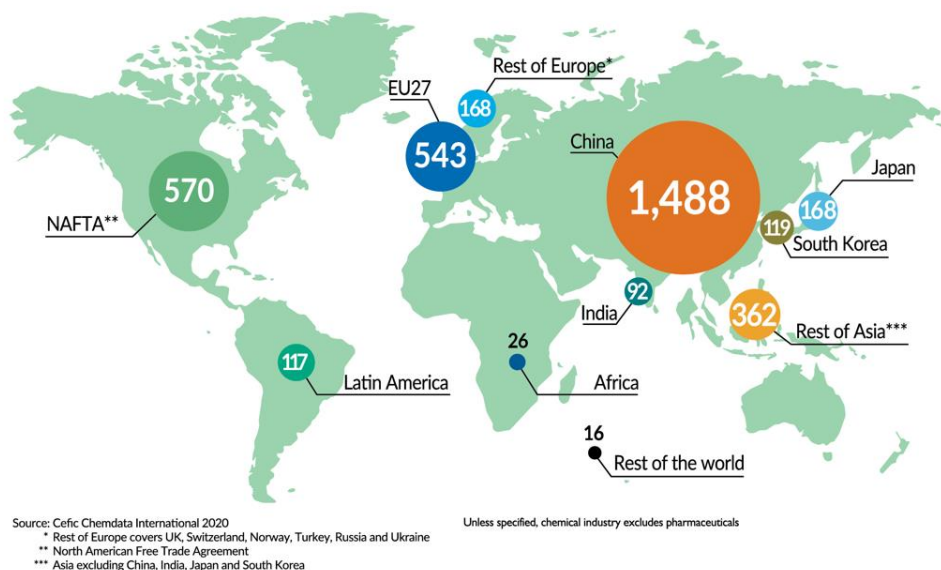
Une opération de hub aura un impact environnemental plus faible qu'une extension de raffinerie, car il s'agit purement d'une installation d'importation et de stockage sans processus de production. Il pourrait être construit avec des normes modernes de qualité et HSSE, très probablement sur un nouveau site dans une région en dehors du Grand Dakar qui est mieux adapté que le site de raffinerie existant pour une telle opération. Le nouveau site pourrait être connecté à une nouvelle jetée ou à un amarrage à bouée unique (SBM) à l'extérieur du port de Dakar, réduisant ainsi le trafic maritime dans cette zone. À ce stade, un coût pour une nouvelle ligne maritime ou jetée n'a pas été inclus.

2.4.4. Pétrochimique

2.4.4.1. Description du projet

La pétrochimie est une industrie mondiale dominée par de grands opérateurs mondiaux tels qu'Ineos, Dow, DuPont, BASF. Les produits chimiques consomment environ 12 % du pétrole et du gaz. L'offre et la demande sont dominées par l'Europe, l'Amérique du Nord, le Moyen-Orient et l'Asie du Sud-Est. La demande pétrochimique en Afrique est relativement faible.

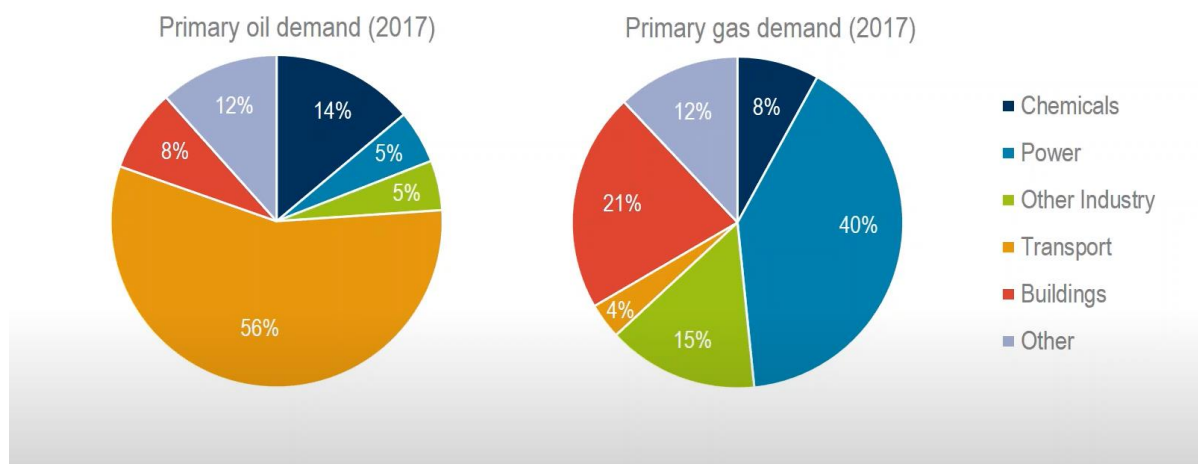
Figure 106 Chiffre d'affaires mondial des produits chimiques (2019, 3 669 milliards d'euros)



Source: The European Chemical Industry Council, 2021

L'Amérique du Nord et le Moyen-Orient, qui détiennent entre eux deux plus de 50 % des ventes pétrochimiques mondiales, ont déjà une industrie pétrochimique entièrement intégrée verticalement avec des coûts de matières premières avantageux (voir ci-dessous) et des niveaux élevés de capacité d'usine disponible et d'investissements existants. De plus, l'Amérique du Nord possède une capacité technologique très sophistiquée qui soutient une gamme diversifiée d'applications et le développement de nouveaux produits. La pétrochimie représente 14 % de la demande de pétrole et 8 % de la demande de gaz.

Figure 107 Oil and gas demand for Chemicals

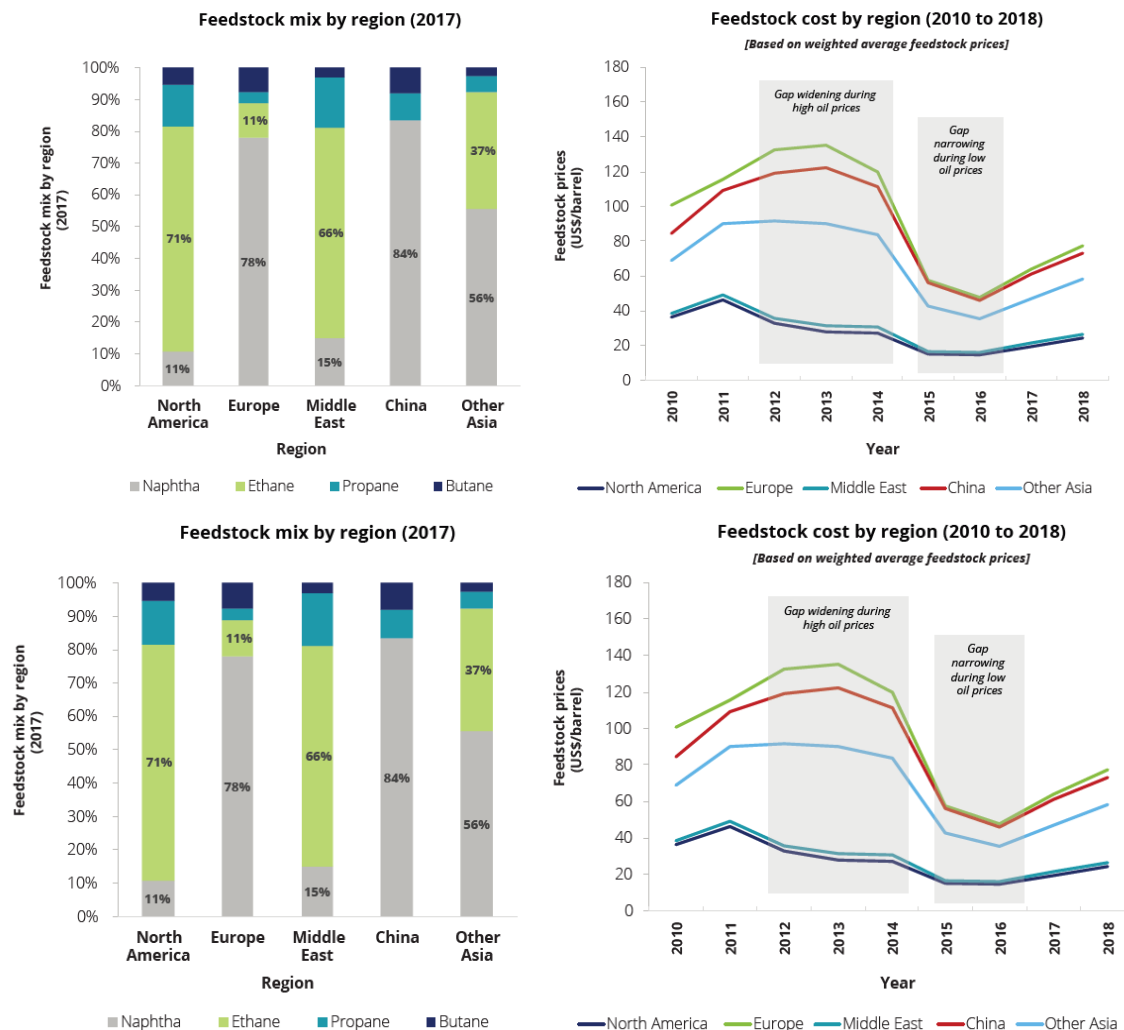


Source: International Energy Agency, The future of Petrochemicals (2018)

Le secteur pétrochimique devrait faire l'expérience d'une restructuration majeure au cours des 20 prochaines années. Les types et les utilisations des matières premières changent, comme le passage du naphta au GPL/NGL et à l'éthane, en raison de la disponibilité plus répandue de ces matières premières en raison de l'expansion de la production de pétrole et de gaz de schiste. Naphta est également la matière

première prédominante en Asie et en Europe, où les coûts de production sont les plus élevés, car ils n'ont pas le même niveau d'accès concurrentiel aux LNR que l'Amérique du Nord et le Moyen-Orient. En conséquence, en particulier en Europe, le marché des produits chimiques a été contraint de devenir plus spécialisé. L'Europe a perdu des parts de marché de la fourniture de produits pétrochimiques de base aux grands producteurs à bas prix.

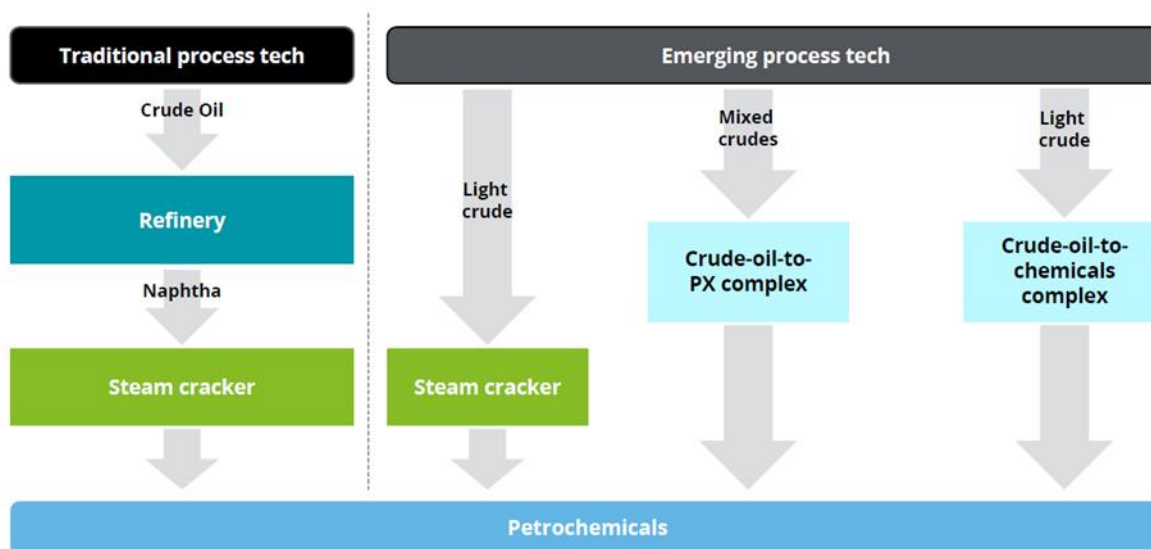
Figure 108 *Chiffre d'affaires mondial des produits chimiques (2019, 3 669 milliards d'euros)*



Source: Deloitte, "The Future of Petrochemicals"

Pour l'avenir, les grandes compagnies pétrolières intégrées entrent dans le secteur de la production pétrochimique de manière assez agressive, alors qu'elles cherchent d'autres options à plus long terme pour l'utilisation de leur production pétrolière face à la transition énergétique. Cela change la forme de la chaîne d'approvisionnement pétrochimique et pourrait bien conduire à une surcapacité et présentera certainement d'importants défis commerciaux pour les opérateurs existants. Il est probable que les petits producteurs moins efficaces dont les actifs sont amortis fermeront.

Figure 109 *L'avenir de la pétrochimie*



Source: Deloitte “The Future of Petrochemicals”

Les produits chimiques spécialisés sont un domaine hautement technique, nécessitant une R&D sophistiquée et une main-d’œuvre spécialisée et qualifiée. Il faut également un degré de flexibilité et d’échelle des plantes qui n’est pas facilement atteint sans échelle mondiale. Des applications sont en cours de développement qui ont leurs marchés dans les économies avancées, y compris les nouvelles technologies de l’automobile, des soins de santé, des systèmes énergétiques intelligents et des techniques de construction plus efficaces.

Figure 110 Les mégatendances émergentes sur les marchés des utilisateurs finaux des produits chimiques

Emerging megatrends in chemicals' end-user markets			
Industry		Trend	Products for which the demand will increase
	Automotive	Fuel efficiency, autonomous cars	Lightweight plastics components, electronic chemicals
	Healthcare	Monitoring health through mobile devices, use of big data and analytics	Electronic materials or chemicals, Lithium-ion chemistry, polymers replacing metal and glass in health care
	Energy	Energy storage, smart grids, smart meters, growing market for renewables	
	Construction	Smart buildings — energy efficiency, high illumination and thermal comfort	Materials for smart grids, automated electrical systems, insulation; smart materials such as nano-materials, self-healing coatings, etc., and other construction chemicals
	Agriculture	Precision agriculture, sustainable agriculture	Additional services such as precision agriculture, bio-pesticides or bio-herbicides
	Textiles	Smart fabric — built in health monitoring sensors	Advanced materials
	E-commerce	New designs in packaging, eco-friendly packaging	Innovative material in packaging — inks, sealants; eco-friendly packaging materials

Source: Ernst & Young: “Chemicals in Europe: the way forward”

En résumé, le secteur mondial de la pétrochimie est très compétitif et le Sénégal est confronté aux défis suivants :

- Dans le secteur des matières premières, même les acteurs établis comme l'Europe ont du mal à maintenir leur part de marché face aux grands producteurs à bas coûts. Il est difficile de voir comment une opération au Sénégal pourrait concurrencer sur la scène internationale de grands producteurs aux États-Unis et au Moyen-Orient.
- Le développement de produits chimiques spécialisés pour les clients industriels nécessite de l'innovation et une gestion sophistiquée des relations avec les clients dans la création conjointe de

nouveaux produits. Nous ne voyons pas le Sénégal comme bénéficiant d'une telle proximité avec l'innovation de produits de pointe.

- Le Sénégal n'a pas accès aux matières premières avantagées par les prix (LNR, éthane) ; c'est le contraire qui se produit chez les principaux acteurs pétrochimiques mondiaux des produits de base.
- Le marché de la pétrochimie en Afrique est actuellement très petit à l'échelle mondiale (moins de 0,1 % de la demande mondiale totale) et, par conséquent, en dehors de sa propre demande indigène, le Sénégal devrait exporter et concurrencer une concurrence agressive sur les prix.
- L'échelle serait un problème pour le Sénégal, compte tenu de la taille du secteur mondial.
- L'expertise technique devrait être développée en conjonction avec la construction du bon matériel.

2.4.4.2. Le volume de ressource pétrolière nécessite

Nous avons extrait des données commerciales⁷ pour examiner la taille et la portée du marché pétrochimique au Sénégal et dans les pays voisins. Nous avons analysé les données de base pour séparer les volumes d'importation et d'exportation, ce qui nous a permis de calculer un chiffre de « besoin net d'importation » pour chacun d'eux.

Nous avons examiné les groupes de produits pétrochimiques suivants :

1. Hydrocarbures non aromatiques (paraffines et oléfines)
2. Hydrocarbures aromatiques (benzène, toluène, xylène et dérivés)
3. Polymères (polyéthylène, polypropylène, polystyrène)
4. Solvants organiques

Les données du Sénégal sont indiquées dans le tableau ci-dessous.

Figure 111 Pétrochimie au Sénégal

Importations nettes de produits chimiques du Sénégal (tonnes)	Importations Poids net (tonnes)	Importations Valeur des échanges (\$EU)	Exportations Poids net (tonnes)	Exportations Valeur des échanges (\$EU)
Hydrocarbures non aromatiques	16	113,684	1	2,972
Hydrocarbures aromatiques	736	670,504	0	778
Agents tensiants organiques (pas de savon)	73,979	64,070,068	7,486	3,655,152
Composés de polyéthylène	43,948	91,557,448	-	361,757
Composés de polypropylène	44,786	87,571,393	-	2,609,618
Composés de polystyrène	2,026	6,420,815	-	3,332,429
Solvants composites organiques et diluants	7,255	7,494,584	68	50,089
Senegal	172,746	257,898,496	7,556	10,012,795

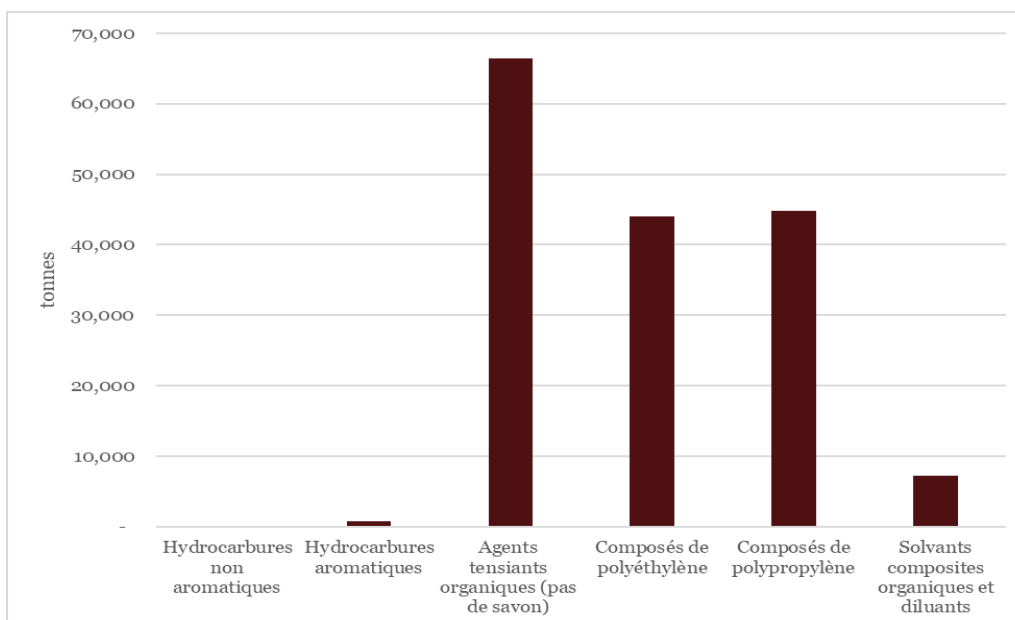
Source: Consultant

Outre les précurseurs de matières plastiques, les détergents et les solvants, les volumes nets d'importation sont très faibles (moins de 3 000 tonnes par an au total).

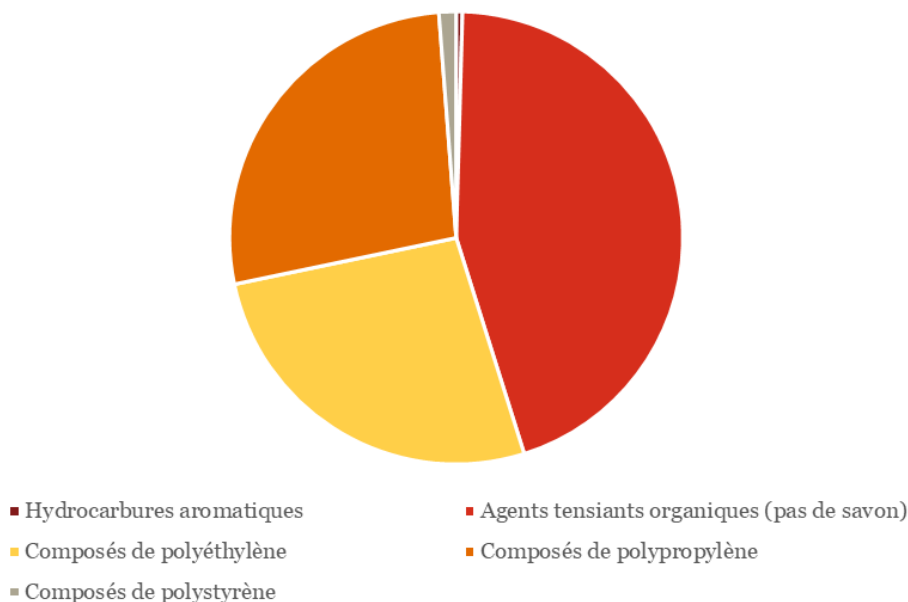
Les volumes les plus importants sont les suivants :

- | | | |
|----|---|---------------|
| 1. | Agents tensiants organiques (pas de savon); | 73 979 tonnes |
| 2. | Composés de polyéthylène | 43 948 tonnes |
| 3. | Composés de polypropylène | 44 786 tonnes |

⁷ Base de données Comtrade de l'ONU – Données de 2017 (des versions ultérieures sont disponibles, mais les données sont actuellement incomplètes)

Figure 112 Importations nettes de produits chimiques du Sénégal

Source: Consultant

Figure 113 Importations par produit

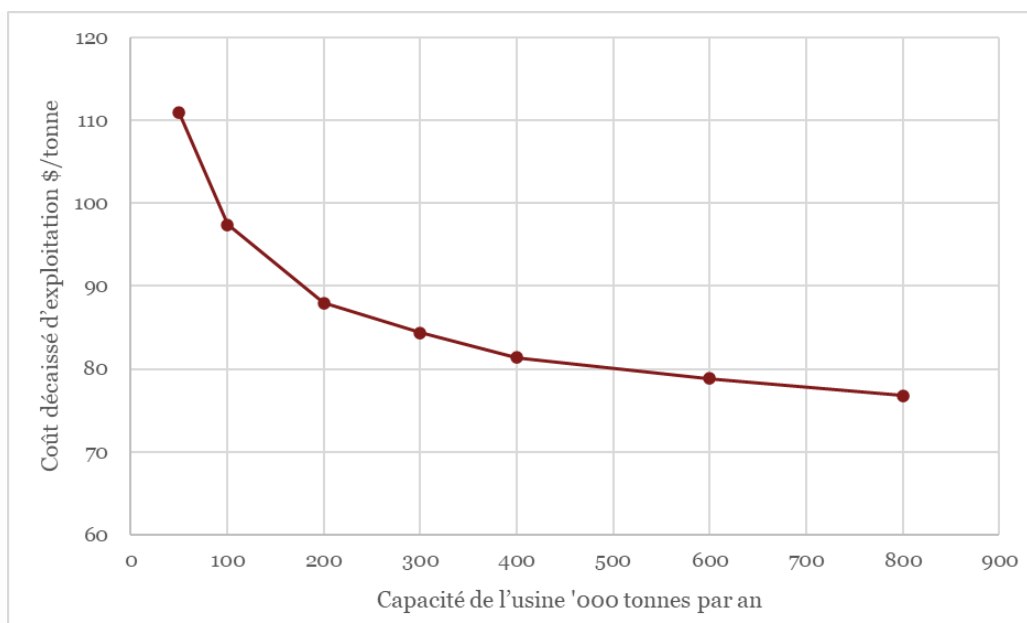
Source: Consultant

2.4.4.3. Les analyses économiques et financières réalistes

Pour évaluer le potentiel d'un investissement pétrochimique, nous avons identifié trois facteurs clés à prendre en compte :

1. L'échelle et, par conséquent, les coûts d'exploitation susceptibles d'être atteints et la position concurrentielle qui en résulte par rapport aux options d'importation
2. Coûts des matières premières et prix de vente et donc la marge de coût décaissée disponible pour une usine au Sénégal
3. La sophistication technologique et son impact sur le coût en capital.

L'échelle minimale de l'usine pétrochimique normalement considérée comme viable en tant qu'investissement est de 200 000 tonnes de production par an. En fait, plus généralement dans les économies avancées, 400 000 tonnes par an est le seuil minimum d'investissement. Ceci est basé sur une courbe de coût d'exploitation typique pour une usine pétrochimique moderne, que nous avons calculée à partir des données sur les coûts d'exploitation reçues d'études précédentes, qui sont présentées ci-dessous.

Figure 114 Courbe des coûts d'exploitation (usine de polypropylène)

Source: Consultant

En outre, tout investissement pétrochimique au Sénégal devrait être lié à un investissement approprié dans les raffineries, afin de produire des matières premières appropriées. En particulier, il faudrait se concentrer sur une option FCC, car une telle unité fournit des matières premières telles que les hydrocarbures légers insaturés qui fournissent des matières premières pétrochimiques utiles.

Une installation de raffinage moderne en Europe avec une capacité de distillation du brut d'environ 200 000 barils par jour peut supporter un vapocraqueur d'environ 200 000 tonnes par an. Ainsi, si le Sénégal construisait une raffinerie FCC d'environ 100 000 barils par jour, il pourrait raisonnablement supporter un vapocraqueur de 100 000 tonnes par an.

Sur la base de la courbe des coûts, une telle usine pétrochimique au Sénégal aurait un désavantage en termes de coûts d'exploitation de 20 à 25 dollars par tonne par rapport à un craquelin chimique moderne dans une raffinerie européenne, ou de 30 à 35 dollars par tonne par rapport à l'installation pétrochimique probable de Dangote.

Donc, le problème est un problème d'échelle – à la fois de l'usine de production et du marché accessible.

Nous avons donc considéré d'autres pays de la CEDEAO voisins du Sénégal comme faisant partie de l'éventuelle demande de produits pétrochimiques. Nous avons ensuite extrapolé les données de 2017 à 2022, puis projeté une nouvelle croissance de la demande de 5 % par an au-delà de 2022. Sur la base de ces projections, il est possible d'obtenir le seuil minimal d'environ 200 000 tonnes par an pour certaines qualités de produits, mais pas avant au moins dix ans. Même avec une croissance composée de 5% par an sur les catégories pétrochimiques analysées, aucune d'entre elles n'atteindrait le seuil minimum avant le milieu des années 2030.

Figure 115 Pétrochimique au Sénégal et dans les pays voisins

Poids net (tonnes)				
Importations	2017	2022	2032	2042
Agents tensiants organiques (pas de savon)	141,029	155,484	253,267	412,546
Sénégal	73,979	81,562	132,856	216,409
Guinée	22,374	24,667	40,180	65,450
Gambie	25,629	28,256	46,026	74,972
Mali	16,546	18,242	29,715	48,402
Guinée-Bissau	2,500	2,756	4,490	7,314
Composés de polyéthylène	120,853	133,240	217,034	353,526
Sénégal	43,948	48,453	78,924	128,559

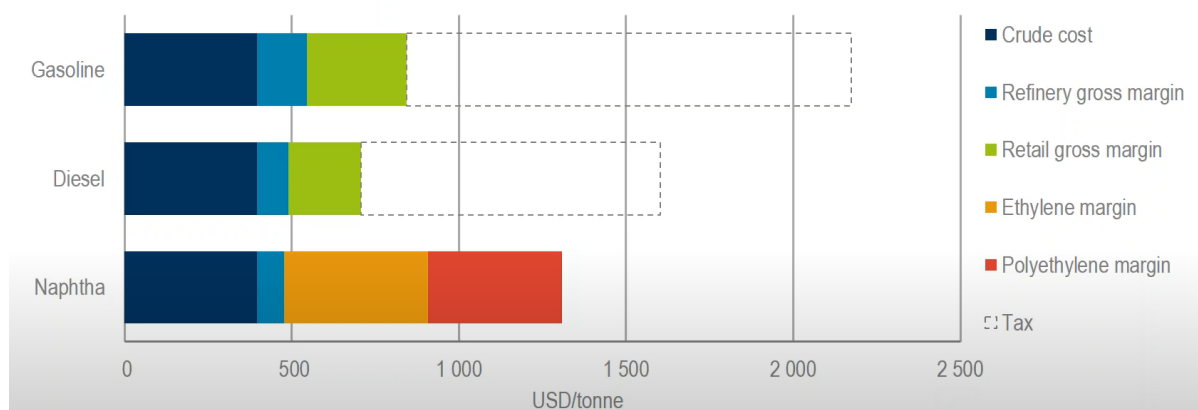
Guinée	60,649	66,866	108,917	177,415
Gambie	5,826	6,424	10,463	17,044
Mali	7,383	8,140	13,259	21,598
Guinée-Bissau	3,046	3,358	5,470	8,910
Composés de polypropylène	87,200	96,138	156,598	255,082
Sénégal	44,786	49,377	80,429	131,011
Guinée	27,761	30,606	49,855	81,208
Gambie	376	415	675	1,100
Mali	12,635	13,930	22,691	36,961
Guinée-Bissau	1,642	1,810	2,948	4,802
Solvants composites organiques et diluants	16,624	18,328	29,854	48,629
Sénégal	7,255	7,998	13,028	21,222
Guinée	7,021	7,741	12,609	20,538
Gambie	252	278	453	739
Mali	1,995	2,199	3,582	5,835
Guinée-Bissau	101	111	181	295
Total général	365,705	403,190	656,754	1,069,783

Source: Consultant

2.4.4.4. Les retombées et implications pour le Sénégal

. Superficiellement, les marges pétrochimiques semblent être attractives par rapport aux marges traditionnelles du raffinage du pétrole.

Figure 116 Indicative economics for fuels and petrochemicals in Europe



Source: International Energy Agency, *The future of Petrochemicals* (2018)

Cependant, les coûts de construction sont élevés et les processus de craquage sont très énergivores, de sorte que les courbes complètes des coûts d'investissement et d'exploitation doivent être examinées et placées dans le contexte concurrentiel d'un marché mondial.

Compte tenu de la nature de plus en plus compétitive du secteur des produits chimiques, le vapocraquage traditionnel des charges d'alimentation à base de pétrole n'est susceptible de générer un retour sur investissement de 15 % que si certains ou tous les éléments suivants s'appliquent :

- Le Sénégal aurait un avantage structurel sur le coût des matières premières. C'est le cas de la production pétrolière en Arabie saoudite et plus récemment de la fracturation du gaz de schiste américain.
- Qu'il existe un complexe de raffinage à grande échelle, auquel une installation pétrochimique pourrait être ajoutée pour créer des produits chimiques alternatifs - pour exploiter les opportunités

de marché lorsque ces produits chimiques ajoutent de la valeur ajoutée pour produire l'ardoise du complexe.

- Qu'il existe une demande locale adéquate (idéalement 400k tpa) prête à payer des prix de parité à l'importation pour les produits chimiques bruts à produire. Cela semble hautement improbable, car une telle usine devrait approvisionner toute la région de la CEDEAO, face à la concurrence saoudienne, américaine et dans le futur Dangote.

Compte tenu de la faiblesse de l'économie sous-jacente pour développer un grand complexe de raffinerie (pour inclure le craquage catalytique ou hydraulique) et l'échelle relativement petite de la demande du marché sénégalais et voisin, nous ne pouvons pas recommander que le Sénégal poursuive le développement d'une entreprise de produits chimiques dérivés du pétrole.

Nous avons examiné plus en détail deux voies technologiques possibles pour les usines d'éthylène utilisant soit du naphta soit du méthane (gaz naturel) comme matières premières. L'utilisation du naphta est une voie traditionnelle basée sur l'implantation d'une usine pétrochimique avec une raffinerie de pétrole. Cependant, il existe de nouvelles technologies qui synthétisent l'éthane à partir du méthane, puis craquent l'éthane pour produire de l'éthylène. Le processus est appelé couplage oxydatif du méthane (OCM). Sur le papier, il a des coûts d'investissement et d'exploitation plus élevés que le craquage du naphta. Cependant, la base de la charge d'alimentation en méthane le rend très approprié pour la valorisation des charges d'alimentation en gaz naturel à faible coût. Par conséquent, il a été largement adopté à la fois sur la côte du golfe des États-Unis, où il existe une importante production de méthane associée à l'extraction de schiste, ainsi qu'au Moyen-Orient où les coûts de production de gaz sont très faibles.

Figure 117 *Processus de reformage à la vapeur de naphta*

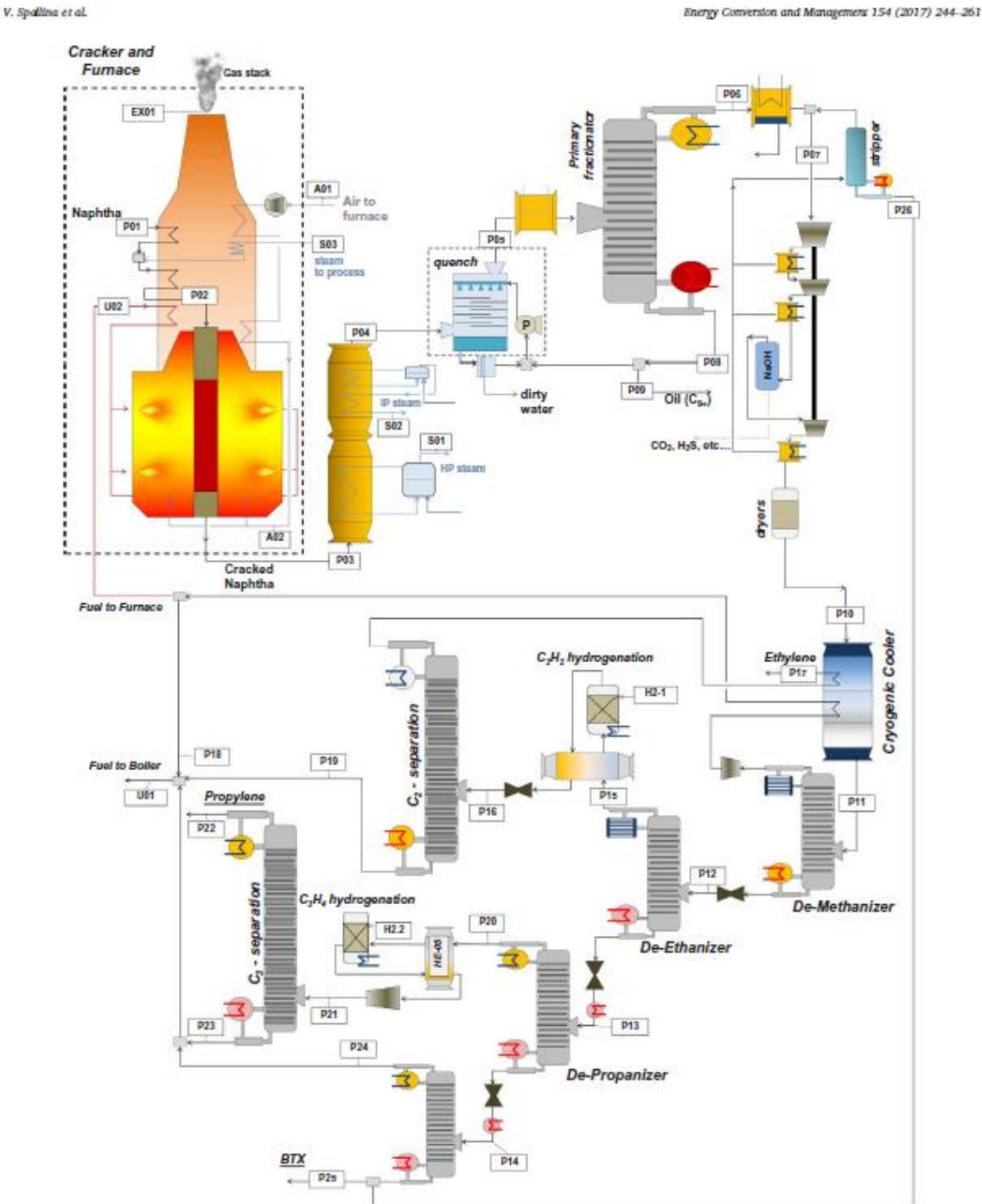


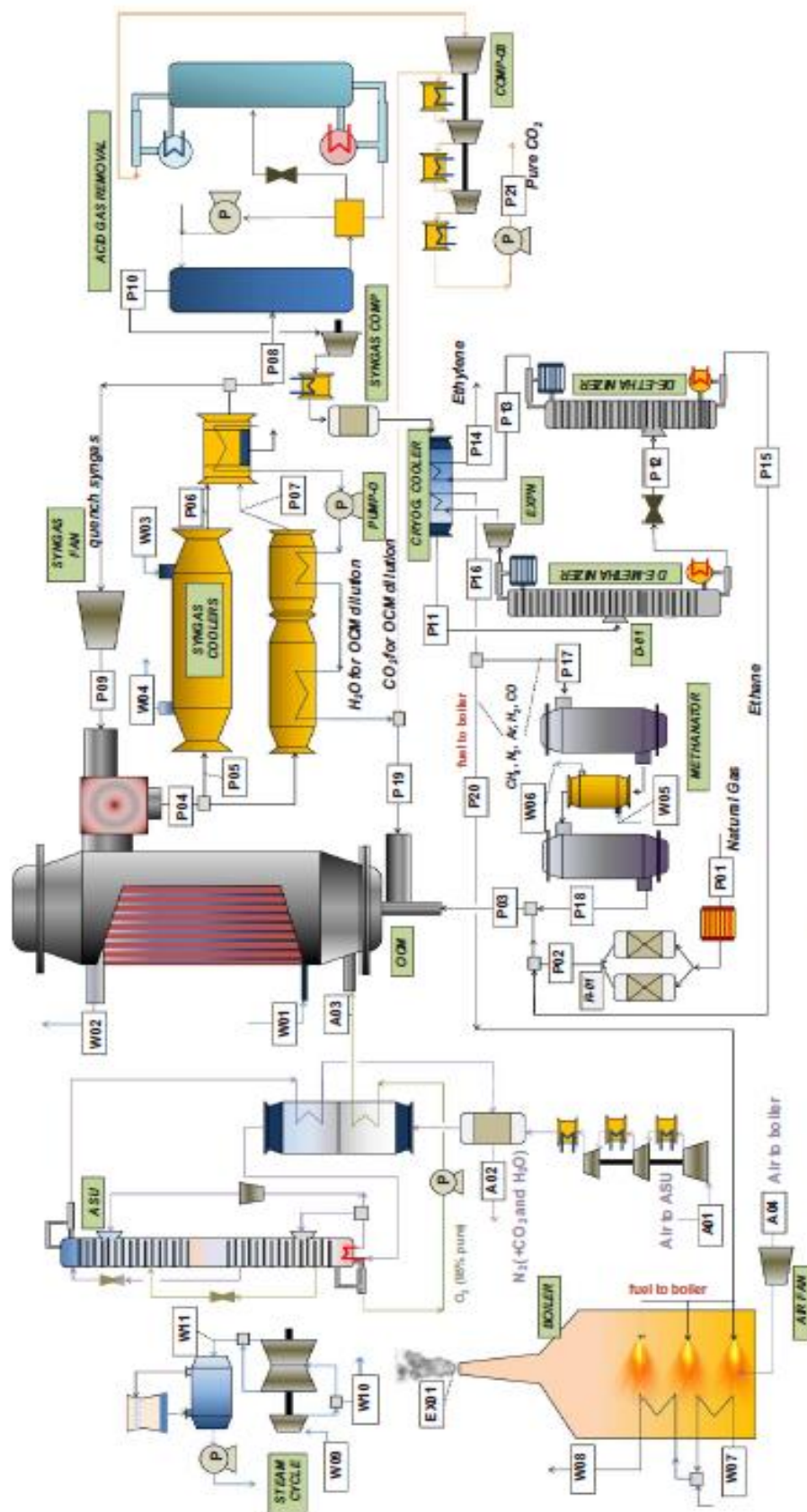
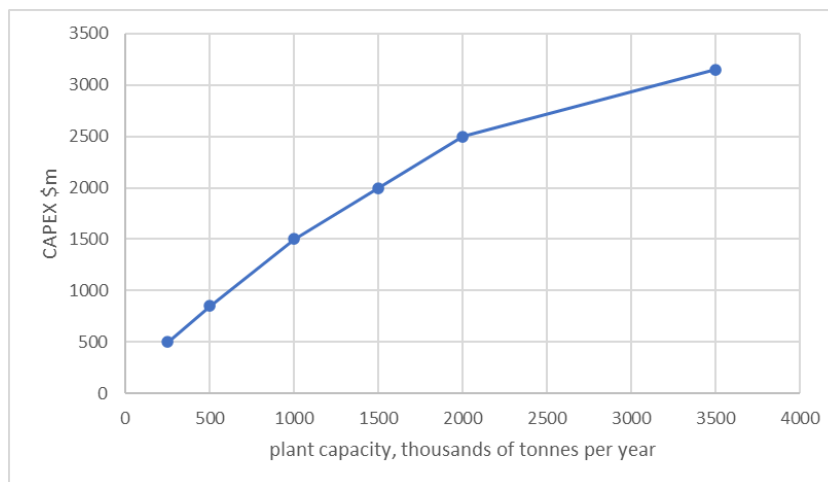
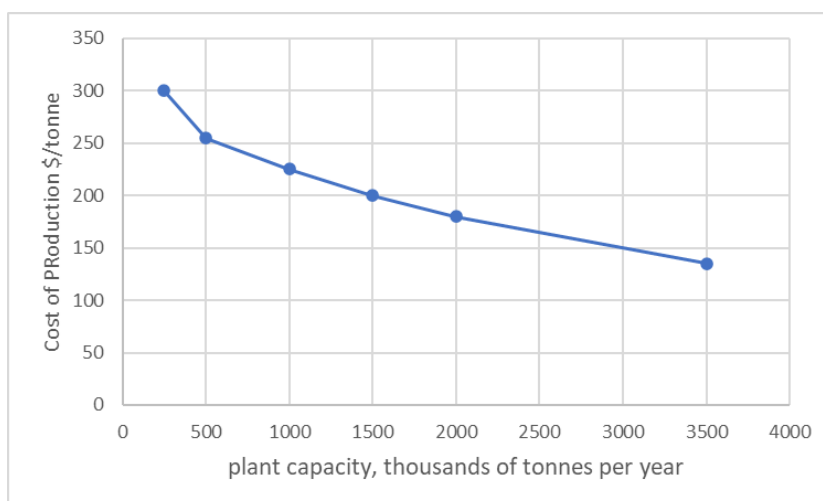
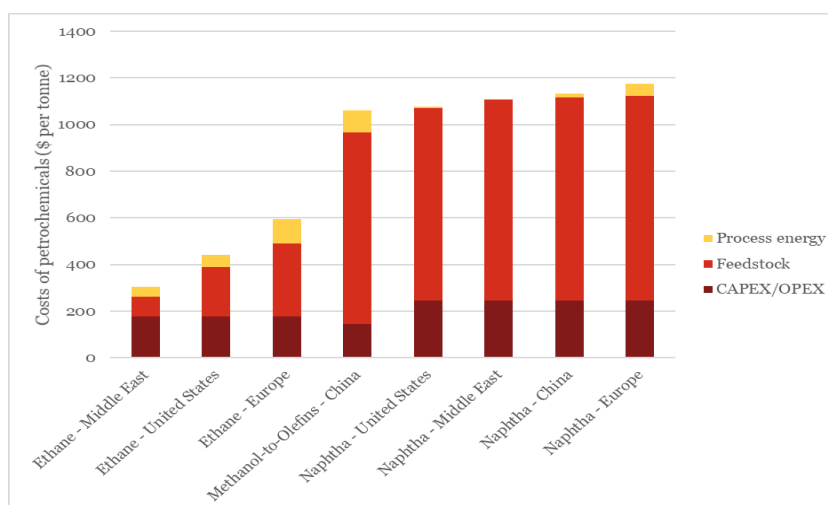
Figure 118 Reformage à la vapeur de méthane à l'aide de la méthode de couplage oxydatif (OCM)

Fig. 2. Schematic layout of the OCM technology.

Nous avons obtenu les coûts d'investissement pour ces usines à partir de deux sources et ceux-ci ont été tracés sur une courbe de coûts pour estimer les investissements probables de construction d'une usine adaptée à l'échelle des opérations au Sénégal.

Figure 119 Total CAPEX construction**Figure 120 Coût par tonne d'un retour sur investissement de 15 %****Figure 121 Coût actualisé simplifié des produits pétrochimiques pour certaines matières premières et régions, 2017**

Source: International Energy Agency, *The future of Petrochemicals* (2018)

Les données de l'AIE sont bien corrélées avec celles obtenues à partir d'une autre étude évaluant les coûts de l'éthylène à partir de différentes technologies de production. Les barres de gauche sont différentes versions de la technologie OCM utilisant le méthane comme matière première. Les barres de droite utilisent dans chaque cas une matière première de naphta. Le gaz naturel offre une option plus compétitive que le naphta. Cela suppose cependant des prix du gaz très bas au Moyen Orient -probablement en dessous de \$3/MMBtu. Ce que l'on peut voir partout, c'est que le coût combiné de l'investissement en capital, des

charges d'alimentation et des coûts énergétiques absorbe une grande partie de la marge supplémentaire apparente disponible pour le secteur pétrochimique.

Il est probable qu'une usine au Sénégal soit plus petite que celles qui ont été construites récemment aux États-Unis et au Moyen-Orient, en raison du marché local plus restreint et de la disponibilité des matières premières et, par conséquent, les coûts seront plus élevés. Le Sénégal devrait considérer cela à la fois dans le contexte concurrentiel mondial des usines récemment construites aux États-Unis et au Moyen-Orient, ainsi que dans l'usine en construction à Dangote, au Nigeria.

Nous avons calculé le coût de production total d'une usine d'éthylène d'une capacité de 250,000 tonnes par an, ce qui correspondrait approximativement à la consommation de la zone UEMOA en 2030. Nous avons comparé les coûts de production à base de naphtha et de méthane au coût complet d'import pour 2017 (pas de donnée plus récente disponible).

Figure 122 Coût total de production de l'éthylène

Cost \$/tonne	Naphta	Méthane	Source
Coût capex par tonne avec un RoE de 15%	650	650	Données coûts de construction cost de Compass International LLC (2018 assessment)
OPEX @ 2.5% x CAPEX	110	110	Basée sur le rapport IEA "The Future of Petrochemicals (2018)"
Coûts énergie	50	50	Coût énergie pour naphtha steam cracker, d'après le rapport IEA "The Future of Petrochemicals (2018)"
Coûts matière	485	312	Argus CIF NWE Naphta 2017, Gas @ \$6/MMBtu
Total coût de production	1295	1122	
Coût d'import Ethylène au Sénégal	1190	1190	Coût des polymère d'éthylène (COMTRADE 2017)
Marge vs import	105	-68	

Source: Consultant

Une unité de production sur base de naphtha serait déficitaire par rapport aux imports. Cependant, avec un prix du gaz de \$6/MMBtu, il pourrait y avoir des économies par rapport aux imports. Cela suppose une production de 250,000 tonnes par an. Tout niveau inférieur renchérirait les coûts de production.

Concernant les aspects environnementaux et sociaux, la disponibilité du pétrole facilitera le développement de l'industrie de la pétrochimie. Cependant, cela représentera un risque d'impacts environnementaux et sociaux. Les impacts potentiels et les risques pour l'industrie des engrais sont les suivants :

- La plupart des matériaux utilisés sont inflammables et explosifs, beaucoup sont toxiques et certains sont également cancérogènes.
- Risques d'explosion potentiels en raison de la présence de composés hautement réactifs et des conditions de fonctionnement à haute pression.
- De grandes quantités d'eau sont souvent utilisées et les eaux usées sont contaminées par des produits chimiques ou des sous-produits.
- Les polluants atmosphériques comprennent les particules, les oxydes de soufre, les oxydes de carbone, les oxydes d'azote, l'ammoniac, les composés azotés et les composés chlorés.
- Les déchets solides comprennent les catalyseurs usés, les matières premières résiduelles, les déchets de polymères, les boues provenant du nettoyage des réservoirs ou du contrôle de la pollution
- L'exploitation des installations peut entraîner des émissions sonores importantes.
- La libération des emprises pourrait entraîner des impacts sociaux.

2.4.5. Plus loin développer l'utilisation du GPL

2.4.5.1. Description du projet

Le stockage total des importations de GPL à Dakar est actuellement de 18 350 tonnes, ce qui devrait suffire à importer plus de 600 000 tonnes de GPL (en supposant 3 cycles par mois). Cela se compare à la demande d'environ 175 000 tonnes en 2019 et à la demande prévue de près de 400 à 500 k tonnes d'ici 2040-2050. Par conséquent, le stockage à l'importation est suffisant à moyen terme, bien que le nouveau stockage du GPL puisse encore être envisagé dans d'autres endroits le long de la côte s'il procure des avantages plus larges, comme nous l'avons vu dans la section du Centre d'approvisionnement **Error! Reference source not found.**

Comme nous l'avons vu lors de la phase 1, la consommation de GPL au Sénégal est principalement concentrée dans la région de Dakar, qui représente près de 63% de la consommation totale du pays suivie par la région de Thiès qui représente près de 15%. En dehors de ces zones, le taux de pénétration du gaz butane reste faible avec 9% dans les zones urbaines et 14% du GPL est consommé en milieu rural. La consommation de GPL par les ménages représente la quasi-totale (93% en 2019) de la demande nationale.

Il est donc important que le Sénégal réfléchisse à la manière d'approvisionner davantage de GPL en dehors de Dakar et Thiès afin de réduire la quantité de bois de chauffage et de charbon de bois dans tout le pays, à commencer par les zones urbaines.

Le développement de l'infrastructure du GPL à l'intérieur des terres jouera un rôle essentiel dans la réduction du coût du GPL et la mise en œuvre de l'expansion du marché du GPL en le rendant moins cher que le charbon de bois. Cela se produira de quatre façons :

- Réduire le coût du GPL grâce à l'échelle de la logistique, de la distribution et de l'infrastructure.
- Offrir des options plus rentables et plus sûres, comme le remplissage centralisé des cylindres.
- Augmenter le nombre de points de vente plus près des zones résidentielles et garantir des règles du jeu équitables pour encourager une concurrence loyale pour faire baisser les prix.
- Réduire le coût de passage du charbon de bois ou du bois de chauffage au GPL pour les ménages à faible revenu.

1. Coût du GPL par rapport aux autres carburants

Le GPL ne sera pas le carburant le moins cher pour cuisiner sur l'ensemble du Sénégal à la fois. Cela se fera progressivement à mesure que le développement des infrastructures permettra d'économiser de l'ampleur et des coûts et se concentrera d'abord dans les zones urbaines (en dehors de Dakar et Thiès).

Cela sera entraîné par un cycle qui prévoit une augmentation des volumes de passage permettant une infrastructure plus grande qui réduit les coûts (et avec la concurrence, les prix aussi) qui augmente la demande et donc un débit plus élevé, ce qui permet ensuite une nouvelle augmentation de l'infrastructure, etc. Il est important que l'infrastructure soit évolutive et qu'elle ne soit pas développée trop avant la croissance du marché, sinon elle fera monter les coûts unitaires et rompra ce cycle.

La distribution des cylindres « s'accrochera » à ces grandes usines de remplissage. La distribution des cylindres sera généralement compétitive pour la livraison directe dans un rayon de 80 à 100 km de l'usine de remplissage des cylindres, et jusqu'à 250 km pour la livraison aux centres de distribution où elle serait ensuite distribuée aux clients. Lorsque les emplacements secondaires commenceront à obtenir une échelle suffisante, ils pourraient avoir leurs propres usines de remplissage.

À mesure que les zones urbaines s'augmenteront, le GPL deviendra le carburant domestique le plus acceptable, mais il est peu probable qu'il remplace entièrement le bois de chauffage, car bien que le GPL soit beaucoup plus efficace, l'utilisation de bois de chauffage parmi les ménages à très faible revenu est essentiellement gratuite. Toutefois, l'utilisation des terres rurales est réglementée par le Gouvernement sénégalais avec des quotas de production appliqués à la coupe du bois et au zonage des terres pour la production de charbon de bois. Les progrès réalisés en matière de réduction du bois de chauffage et du charbon de bois doivent être mieux compris. Toutefois, à moins qu'il n'y ait une alternative à des prix concurrentiels, comme le GPL, cela laisse aux gens peu d'autres options que de brûler du bois de chauffage et du charbon de bois.

2. Soucis de sécurité

Les perceptions de la sécurité des cylindres de GPL et des poêles GPL ont été influencées par l'absence d'un régime de sécurité uniforme dans la distribution des cylindres et des poêles GPL. Le remplissage croisé et le micro-remplissage des cylindres par des opérateurs dangereux ont également contribué à ce problème dans d'autres pays. Pour créer une industrie du GPL sûre, il est important de mettre en œuvre les normes

en place pour mettre fin aux problèmes de sécurité. Les Sénégalais qui n'ont pas eu accès au GPL ne connaissent peut-être pas le fonctionnement des poêles GPL ou la façon de manipuler les cylindres de GPL en toute sécurité. Ce manque de connaissances produit souvent une réponse « de peur ». L'expérience internationale est que ces préoccupations peuvent être surmontées par une campagne d'activation avec une approche éducative forte. Les programmes de sensibilisation du public comme celui-ci sont utiles pour améliorer la confiance des consommateurs dans les domaines où le GPL est introduit pour la première fois ou où le réseau de distribution du GPL est élargi.

3. Proximité de l'approvisionnement avec le client

L'un des points principaux est la disponibilité du GPL à proximité des maisons, ce qui est particulièrement le cas pour les ménages à faible revenu. Dans de nombreux pays, les grands revendeurs préfèrent vendre du GPL à partir de stations-service (qu'ils peuvent également posséder). Toutefois, cela favorise les clients qui possèdent une voiture et il est nécessaire d'augmenter le nombre de points de vente plus près des zones résidentielles, en particulier dans les établissements urbains à faible revenu. Un point critique pour s'assurer que les clients peuvent obtenir GPL près de leurs maisons en particulier dans un marché qui utilise le « plein pour l'échange vide » système comme le Sénégal fait, nécessite un pool d'échange de cylindres bien fonctionnel. Cette flexibilité est importante pour promouvoir la conversion des clients et une forte caractéristique pro-concurrentielle du marché si elle est réglementée correctement.

4. Coûts du changement pour le client

Le coût de changement du GPL à partir du charbon de bois ou du bois de chauffage est causé par la nécessité d'investir dans de nouveaux appareils (p. ex. poêles GPL) et de payer les dépôts de cylindres. C'est encore une fois une question qui a un plus grand effet sur les ménages à faible revenu. Les programmes gouvernementaux peuvent être axés sur la réduction du coût d'un poêle GPL dans la gamme des poêles à charbon conventionnels et ainsi réduire les coûts de démarrage des poêles GPL. Il est donc préférable pour le gouvernement de subventionner les coûts des appareils GPL pour les ménages à faible revenu plutôt que de subventionner le coût du produit GPL. Les cuisines communautaires ont également été un lancement réussi en Inde, qui a fourni du GPL dans les collectivités rurales où la part utilisée dans les cuisines et les appareils de GPL contribue à réduire l'utilisation de charbon de bois et de bois de chauffage.

2.4.5.2. Le volume de ressource pétrolière nécessite

Comme discuté ci-dessus et dans la phase 1, la demande de GPL au Sénégal était de 174 898 tonnes en 2019 et devrait augmenter pour atteindre près de 300 000 tonnes d'ici 2030, près de 400 000 tonnes d'ici 2040 et 500 000 tonnes d'ici 2050. La majorité de la croissance est attendue dans les zones urbaines à mesure que la population des zones urbaines augmente. La consommation en milieu rural représente actuellement 14 % de la demande (estimée à 23 000 tonnes, hors Vrac et 38 kg GPL). Cela pourrait augmenter à mesure que le GPL plus compétitif est fourni aux zones rurales. La consommation de biocarburant (charbon et bois) est estimée à 900 000 tonnes ou environ 130 000 tonnes une fois ajustée pour le pouvoir calorifique et les différences d'efficacité du poêle par rapport au GPL (30 MJ/kg pour le charbon contre 46 MJ/kg pour le GPL, 10 % d'efficacité du poêle pour le charbon contre 45 pour le GPL). La majorité de la consommation de biocarburants est susceptible d'être dans les zones rurales et peut passer au GPL. Cependant, tout cela ne sera pas facile à passer au GPL car les biocarburants incluent le bois qui est gratuit à collecter et avec lequel le GPL ne peut pas rivaliser. Ci-dessous, nous comparons l'économie du GPL par rapport au charbon de bois et au kérosène pour la cuisson.

2.4.5.3. Les analyses économiques et financières réalistes

Figure 123 Prix de détail de divers combustibles de cuisson

Fuel	Price	FCFA/kg	FCFA/Eff MJ
Charcoal	100 FCFA/kg	100	33.3
Kerosene	410 FCFA/litre	509	25.7
LPG	1305 FCFA/Bouteille	483	23.3

Source: Consultant

Note: assumes LPG: 46.1 MJ/kg, stove efficiency of 45%; Charcoal: 30 MJ/kg, stove efficiency of 10%; Kero: 43.9 MJ/kg, stove efficiency of 25%. $FCFA/Eff MJ = FCFA/MJ \div MJ/kg \div stove efficiency$.

Comme le montre le tableau ci-dessus, bien que le charbon de bois soit beaucoup moins cher par kg, une fois l'efficacité du combustible et du poêle prise en compte, le coût du GPL est bien inférieur à celui du charbon de bois et un peu inférieur à celui du kérosène. Bien que peu courant en zone rurale, le prix unitaire des bouteilles de 6kg, 9kg et 12,5kg est également d'environ 23 FCFA/Eff MJ.

2.4.5.4. Exigences en matière d'infrastructure

Stockage intérieur

Des investisseurs privés ont créé des entreprises pour importer, stocker et distribuer le GPL, ce qui a facilité le déploiement. Plus récemment, les usines de remplissage et d'embouteillage de cylindres ont été étendues au-delà de la région de Dakar ainsi que dans les zones rurales. D'autres nouveaux terminaux intégrés à des installations de remplissage de cylindres développées sur une base d'utilisateurs communs seraient essentiels pour réaliser un déploiement plus important du GPL dans les zones urbaines en dehors de Dakar et Thiès et dans les zones plus rurales. De nouveaux terminaux à l'intérieur des terres permettraient au GPL d'être livré en vrac là où il peut être mis en bouteille plus près du consommateur plutôt que d'avoir à transporter des cylindres pleins qui coûte deux fois plus cher que le poids du cylindre lui-même est à peu près le même que le GPL à l'intérieur.

Train

Le transport du GPL depuis les installations d'importation de Dakar plus à l'intérieur des terres est actuellement à 100 % par la route. Comme il est discuté à la **Error! Reference source not found.**, le Sénégal devrait envisager l'utilisation du transport ferroviaire pour la livraison de produits pétroliers vers le sud-est du pays. Cela réduirait considérablement le coût de l'approvisionnement en produits pétroliers. Une fois qu'il y a un terminal de réception alimenté par le rail ou les trains de bloc peuvent se déplacer entre le terminal de Dakar et le long de Tambacounda (par exemple), les coûts et les prix devraient baisser conduisant la pénétration du GPL plus rapidement. À l'heure actuelle, il n'y a ni installations pour charger ni décharger le GPL de et à partir des wagons. La résolution de ce problème ainsi que l'achat d'un train de bloc réduiraient les coûts sur les marchés intérieurs.

Gazoduc

Les pipelines de GPL n'existent que pour les transferts interposés aux points de stockage des importations. Il est peu probable que la demande de GPL prévue à moyen et à long terme justifie la construction d'un nouveau pipeline de GPL dédié avant 2050. Notez que le GPL ne peut pas être combiné avec l'utilisation partagée d'un pipeline de la même manière que Gasoil et Super (et Jet) peuvent.

2.4.5.5. Les retombées et implications pour le Sénégal

La clarté et la portée de la politique sénégalaise actuelle ont permis de déployer le GPL avec beaucoup de succès à ce jour. Le Sénégal a également une bonne politique en matière de tarification du GPL, ce qui a entraîné une croissance de la demande. Il sera important de s'assurer que le coût compétitif du GPL est maintenu dans les zones rurales. Cet objectif sera atteint en assurant un approvisionnement compétitif dans les zones urbaines voisines et avec des économies d'échelle pour l'approvisionnement en GPL en vrac et la distribution de bouteilles entraînées par une nouvelle croissance de la demande, qui à son tour entraînera une baisse des coûts.

Toutefois, l'ambition initiale de cette politique était de parvenir à terme à une substitution de 50 % du bois et de la biomasse par le GPL. Compte tenu de l'agenda plus ambitieux de plus en plus mis en place en Afrique pour réduire davantage la déforestation, un objectif plus ambitieux pourrait être approprié, en particulier compte tenu du succès obtenu jusqu'à présent.

Comme nous l'avons dit, un soutien politique constant pour conduire ce changement est d'une importance cruciale. Compte tenu de l'urbanisation croissante et de l'amélioration du niveau de vie au cours de la période de prévision, il pourrait être avantageux de fixer des objectifs à plus long terme visant à restreindre progressivement la déforestation en dehors de la grande région de Dakar, à mesure que l'infrastructure d'approvisionnement du GPL s'améliorera.

Un autre facteur principal à considérer est que, bien que le Sénégal dispose d'installations de stockage d'importations suffisantes, les importations sont actuellement limitées à 5 000 mt de cargaisons en raison des limitations de la capacité du pipeline de GPL de la SAR et de la faible profondeur de l'eau au port pour le déchargement du GPL. L'amélioration de cette mesure permettrait d'importer des navires de plus grande taille (10 à 20 000 tonnes) et d'importer transatlantiques moins chères en provenance des États-Unis, ce qui améliorerait la robustesse de la chaîne d'approvisionnement et pourrait permettre de réaliser des économies importantes sur le coût au pays du GPL. Cette question est examinée plus en détail dans la section **Error! Reference source not found.**

Note l'utilisation du GPL dans le transport routier, en particulier dans les taxis, est courante dans certains pays. Cependant, là où il y a un accès au gaz, le CNG est préféré compte tenu de son coût inférieur par rapport à la section 2.3.9.

Concernant les aspects environnementaux et sociaux, l'utilisation GPL, afin de remplacer partiellement l'utilisation de charbon du bois et l'essence, aura des conséquences environnementales et sociales positives. Les émissions de GES seront réduites par rapport au scénario « Business As Usual (BAU) », ce qui aidera le Sénégal à respecter ses engagements de l'Accord de Paris. L'utilisation du GPL au lieu de charbon du bois et de l'essence réduira les émissions de CO, NOx, et de particules fines (polluants atmosphériques) par rapport au scénario BAU. La réduction des émissions contribuera à l'amélioration de la qualité de l'air ambiant et aura, par conséquent, un impact positif sur la santé humaine. Les estimations des émissions de GES et de polluants atmosphériques, ainsi que les estimations de réduction des émissions par rapport au scénario BAU sont présentées dans le rapport de la Phase 3.

2.4.6. Pétrole infrastructures à mettre en place

Actuellement, les seuls terminaux de stockage de pétrole se trouvent dans la région de Dakar. Ceux-ci sont utilisés pour répondre à la demande pour l'ensemble du Sénégal et les exportations vers le Mali et au-delà. Comme la demande totale au Sénégal devrait doubler d'ici 2050, il est important d'examiner comment la logistique de l'approvisionnement de l'intérieur des terres du Sénégal et au-delà peut être le plus efficacement desservie par de nouvelles options potentielles de stockage et d'approvisionnement en pipelines. Notez que ces options axées sur l'intérieur du Sénégal et sont potentiellement nécessaire en plus du centre des importations tel que discuté dans la section ci-dessus.

Tout l'approvisionnement en produits pétroliers de Dakar au reste du pays est actuellement fourni par camion. Toutefois, si un nouveau pipeline ou un nouvel approvisionnement ferroviaire était mis au point, cela aurait l'avantage de pouvoir fournir des produits pétroliers à moindre coût dans l'ensemble du pays et dans les pays voisins plutôt que par camion. Les options ferroviaires ou pipelines nécessiteraient une demande suffisante pour justifier l'investissement requis.

De nouvelles options de pipelines et de chemins de fer seraient pour l'approvisionnement et exigeraient donc également l'élaboration de nouveaux dépôts dans l'ensemble du pays, d'où les camions seraient chargés pour l'approvisionnement dans les environs locaux. Cela réduira la demande de camionnage en provenance de Dakar, et réorientera la nécessité de camionnage autour des terminaux intérieurs. Cela permettra d'économiser considérablement sur les coûts, ce qui rend l'offre de Dakar plus compétitive, y compris pour les volumes de transit, et réduit également la congestion sur les routes.

Compte tenu de la projection de la demande et du fait que la principale demande en dehors de Dakar soit à l'Est, nous avons concentré notre analyse sur les options logistiques à l'est du pays. L'opportunité principale que nous avons envisagée est la construction d'un « corridor logistique » entre Dakar et Tambacounda, avec un potentiel d'extension à la frontière avec le Mali. Nous avons examiné les options logistiques suivantes :

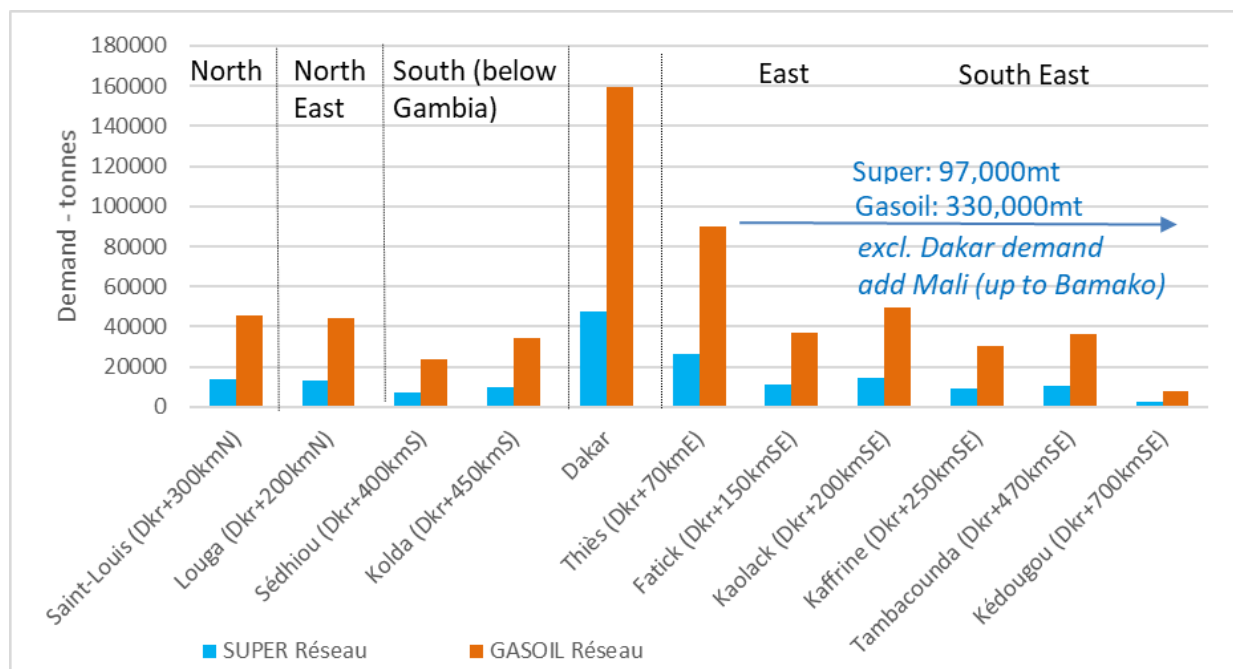
1. Un oléoduc de Dakar à Tambacounda
2. Extension de ce gazoduc pour desservir Bamako, Mali
3. Une comparaison avec les options d'approvisionnement routier et ferroviaire
4. Exigences de stockage pour ces options

L'approvisionnement est actuellement effectué par une quarantaine d'entreprises de transport. Il est important de tenir compte de leur rôle dans tout futur investissement logistique. Il convient donc de noter que les volumes des pays devraient doubler et que de nouveaux investissements dans la chaîne d'approvisionnement pourraient être nécessaires. Il pourrait y avoir un changement de la distribution routière depuis Dakar vers un niveau plus régional. Les entreprises de transport devront encore livrer à partir de nouveaux dépôts, qui agiront comme une série de centres régionaux, si elles sont développées.

2.4.6.1. Potentielle de demande régionale

Sans aucune donnée régionale sur la demande de pétrole, nous avons estimé la demande régionale de pétrole dans les principales régions du Sénégal en fonction de la répartition actuelle de la population. Nous avons superposé cette division aux projections de la demande pour 2035 pour Gasoil Réseau et Essence Réseau afin de comprendre la demande potentielle à travers le Sénégal. Nous nous sommes concentrés sur ces produits car d'autres produits ne peuvent pas être livrés par le même pipeline (où gasoil, super et même jet peuvent être groupés).

Comme indiqué ci-dessous, Dakar est la plus grande zone de demande. Après Dakar, la demande dans l'Est et le Sud-Est représente une part importante de la demande restante, soit 600 000 tonnes supplémentaires d'essence et de gasoil. C'est aussi la voie des exportations vers le Mali avec une demande estimée à 400 000 tonnes (jusqu'à Bamako). La demande dans le Nord, le Nord-Est et le Sud du Sénégal est beaucoup moins forte qu'à l'Est et au Sud-Est.

Figure 124 Estimation de la demande régionale de pétrole au Sénégal, 2035

Source: Consultant

2.4.6.2. Comparaison oléoduc, rail et transport routier

Les tarifs standard internationaux du capex pour un pipeline sont d'un peu plus d'un milliard de dollars par kilomètre. Cela comprend la couverture des stations de pompage intermédiaires, la surveillance à distance et les commandes. Nous avons en outre supposé 50 000 \$/km pour les droits de visite. Sur la base de ce coût et des distances à Tambacounda et Bamako respectivement, les coûts et les tarifs suivants peuvent être attendus. Nous avons supposé un tarif fixe applicable le long du pipeline ou de la voie ferrée.

- **Pipeline Dakar-Tambacounda:** Distance: 470km, Capex: \$500m, Opex: \$10m/an

Les coûts de transport par oléoduc sont estimés à 100 \$/t en supposant 1 mtpa en fonction de la demande actuelle jusqu'à Tambacounda (600 k tonnes) plus la demande du Mali (400 k tonnes). En excluant les volumes maliens, les coûts seraient de 180 \$/t. Une demande de 1 mtpa en provenance du Mali donnerait un total de 1,6 mtpa et des coûts de 70 \$/t.

- **Pipeline Tambacounda-Bamako:** Distance: 900km, Capex: \$950m, Opex: \$20m/an

Les coûts de transport par pipeline sont estimés à 5000 \$/t en supposant 400 mtpa sur la base de la demande de 400 000 tonnes en provenance du Mali (jusqu'à Bamako). Si la demande du Mali était de 1000 k tonnes, les coûts seraient de 200 \$/t.

Les principales alternatives sont d'opérer par camion ou par rail :

- **Pour le camion :** les coûts seraient d'environ 100 \$/t pour 500km (aller-retour) et 200 \$/t pour 900km (aller-retour).
- **Pour le rail :** les coûts seraient d'environ 30 \$/t pour 500 km (à sens unique) et de 60 \$/t pour 900 km (à sens unique).

Notez que ces coûts sont encore en cours de vérification.

2.4.6.3. Dépôts intérieurs (si l'approvisionnement par train ou pipeline)

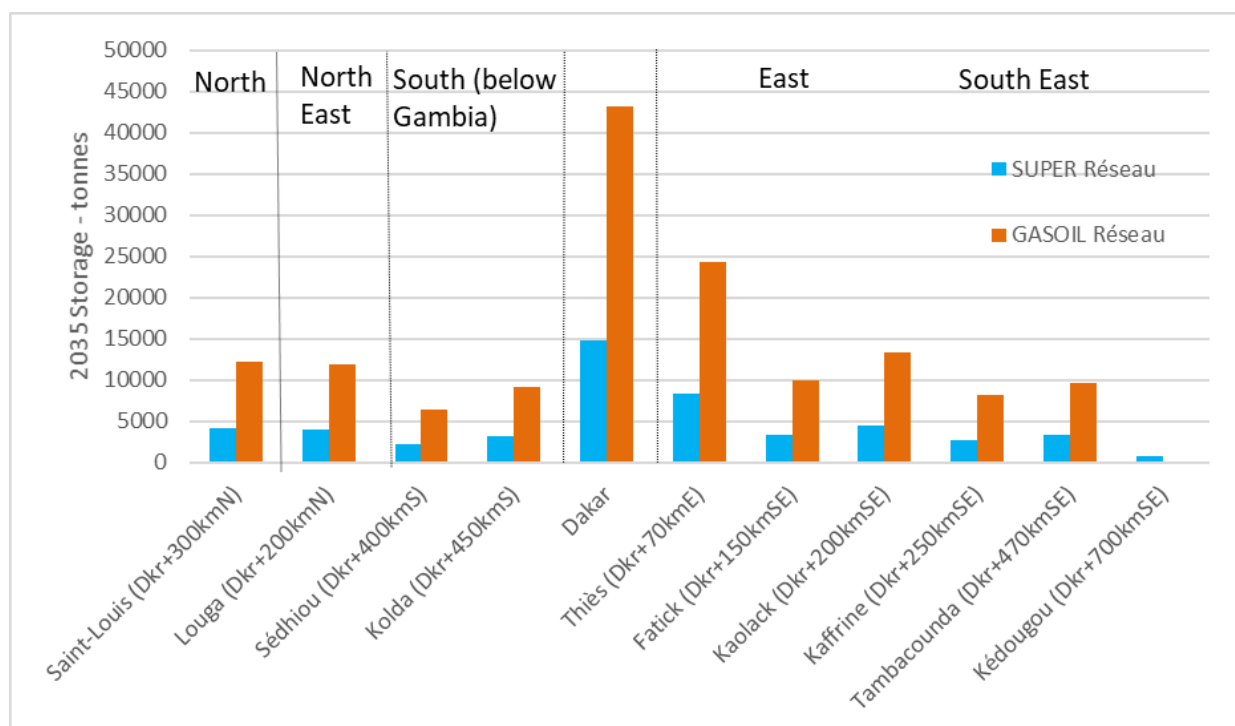
En ce qui concerne le stockage, un dépôt de redistribution serait nécessaire le long de l'oléoduc ou de la route ferroviaire vers Tambacounda s'il y avait une demande considérable dans la région. Une option vers un dépôt secondaire à l'intérieur des terres serait également une solution de rechange réalisable, mais moins respectueuse de l'environnement. Si le transport routier est utilisé, il faudrait un nouveau dépôt dans la région du Grand Dakar.

Les calculs ci-dessous supposent une demande de 2035 et sont calculés sur un stockage de 60 jours (45 jours est un minimum acceptable). Les volumes indiqués sont pour Gasoil et Super Réseau seulement, qui sont les principales qualités qui seraient nécessaires pour la distribution intérieure. Le carburéacteur serait nécessaire principalement à l'aéroport international de Dakar, qui peut être desservi par le stockage existant à Dakar et les autres petits aéroports seraient approvisionnés par camion.

Les volumes de stockage sont indiqués ci-dessous. Les valeurs pour Dakar sont globalement compatibles avec les calculs de l'option du centre d'approvisionnement (hub) régional, bien qu'elles soient basées uniquement sur la logistique intérieure, tandis que les calculs de l'option des hubs régionaux ont également permis de recevoir de grandes cargaisons internationales, ainsi que de couvrir la demande intérieure.

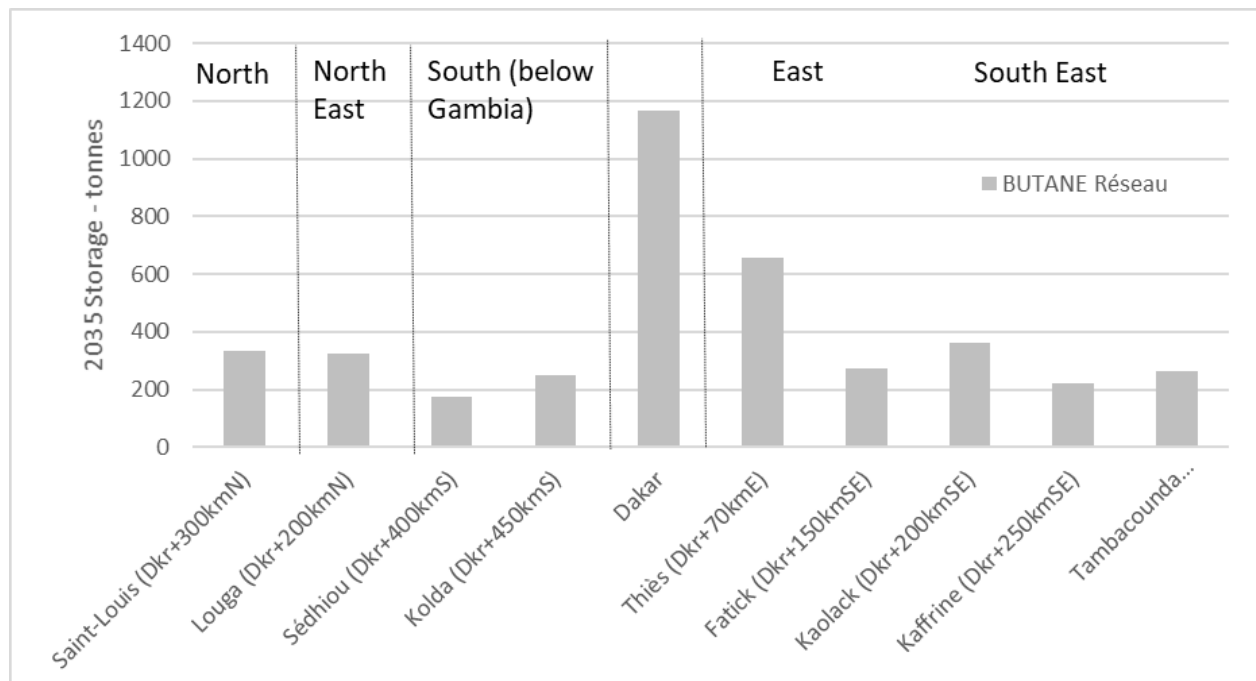
En outre, il est probable qu'il y aura suffisamment de demande dans le nord du Sénégal pour envisager un petit terminal alimenté par la mer d'une capacité d'environ 20 000 tonnes. Cela pourrait être attrayant comme solution de rechange au fret routier lorsque la logistique ferroviaire ou pipeline n'est pas justifiée. La demande régionale projetée suggère qu'une telle installation pourrait fonctionner sur la base de 10 à 12 réapprovisionnements par année, ce qui signifie un niveau de roulement conforme aux normes internationales typiques. Il faudrait investir dans une jetée, probablement une seule bouée amarrage avec une ligne jusqu'au terminal. À 10-12 expéditions par an, un retour sur investissement devrait être possible.

Figure 125 Exigences régionales de stockage du pétrole au Sénégal, 2035



Source: Consultant

Dans la section 2.4.5 nous discutons de la possibilité de transporter le GPL à travers le Sénégal plus économiquement en vrac par camion ou par rail (plutôt que de transporter des cylindres). Dans ce cas, un entrepôt régional du GPL serait également nécessaire. Nous estimons les besoins d'entreposage en fonction de l'hypothèse d'un maximum de 5 cycles de l'installation chaque mois afin de répondre à la demande dans la région. Les stockages sont indiqués dans le tableau ci-dessous.

Figure 126 Exigences régionales en matière de stockage, 2035

Source: Consultant

2.4.6.4. Résumé

Un oléoduc vers Tambacounda est potentiellement économique avec une demande plus forte ou incluant des volumes de transit importants vers le Mali. Si la demande n'est pas suffisamment élevée, l'option la plus probable viable pour réaliser des économies par rapport au camion est le transport par chemin de fer. Cela ne tient pas compte des coûts supplémentaires pour la sécurité, par exemple pour les wagons.

Dans ce cas, le stockage intérieur devrait être développé pour Gasoil, Super et GPL. Il serait optimal que ceux-ci soient développés selon une base de marche libre avec accès ouvert pour encourager la concurrence et d'aider à réduire les coûts d'approvisionnement pour l'utilisateur final.

En outre, il est probable qu'il y aura suffisamment de demande dans le nord du Sénégal pour donner l'occasion d'envisager un petit terminal alimenté par la mer d'une capacité d'environ 20 000 tonnes.

L'investissement dans une infrastructure logistique en aval pourrait déstabiliser les sociétés de transport qui dirigent actuellement l'approvisionnement intérieur. Toutefois, il ne faut pas oublier que la nouvelle chaîne d'approvisionnement nécessitera toujours une logistique routière pour une grande partie de l'approvisionnement du pays, même si cela peut être l'alimentation d'endroits autres que purement Dakar.

Il y a un risque à construire un oléoduc pour approvisionner un pays voisin, car le succès de cet investissement dépendra du soutien continu d'un pays tiers. Il y a aussi des problèmes de sécurité liés au sabotage et au vol sur le pipeline et/ou à la logistique ferroviaire.

Compte tenu de l'augmentation de la demande de carburant prévue pour le Sénégal au cours des 20 à 30 prochaines années, nous envisageons la construction d'une chaîne d'approvisionnement basée autour d'un point d'entrée d'approvisionnement fort à Dakar ou dans la région voisine, qu'il s'agisse de raffinage ou d'un centre d'importation, soutenu par des installations de stockage stratégiquement placées à l'intérieur, l'emplacement principal étant Tambacounda. Une autre installation de stockage desservant le nord, pouvant être alimentée par la mer, est aussi une option intéressante. L'installation de Tambacounda sera probablement mieux servie par de nouvelles infrastructures ferroviaires ou oléoduc, avec le rail apparaissant dans la balance économique, la sécurité et d'autres facteurs de risque pour être le plus favorable, bien que cela sera examiné plus en détail dans la phase 3.

Concernant les aspects environnementaux et sociaux, la construction des oléoducs représente un risque d'impacts environnementaux et sociaux. Les principaux risques environnementaux et sociaux liés à la construction et à l'exploitation des oléoducs sont comme suit :

- Pendant la construction, les changements d'utilisation des terres, le déplacement de populations, peuvent impacter des sites du patrimoine culturel, des villages et des zones d'importance écologique, ou provoquer une interruption temporaire de la circulation routière.

- Modifier le ruissellement, l'érosion des sols, l'instabilité des pentes, la dégradation de la qualité des eaux de surface.
- Modifier les schémas de drainage, les impacts sur la végétation et l'approvisionnement en eau des zones humides.
- Introduction d'espèces végétales envahissantes.
- Fragmentation des habitats naturels, perte d'espèces et diminution de la biodiversité.
- Obstacles pour les humains et la faune migratrice.
- Créer des zones pour les implantations spontanées informelles.
- Faciliter l'accès aux espaces naturels, les impacts sur la faune / flore, la chasse illégale.
- Risque de fuite ou de rupture, contamination des sols, des ressources en eau, incendie, explosion.
- La libération des emprises pourrait entraîner des impacts sociaux.

2.5. Analyses des cadres réglementaires et propositions d'amélioration

Le cadre réglementaire (au sens large englobant texte juridiques, réglementaires et fiscaux) est un élément essentiel du développement du secteur gazier et pétrolier. Les instruments réglementaires, utilisés à bon escient, peuvent contribuer à atteindre les objectifs fixés pour le développement du secteur énergétique, notamment ceux définis dans la LPDSE :

- Assurer l'approvisionnement régulier du pays en énergie de qualité au meilleur prix et en quantité suffisante ;
- Elargir l'accès des populations aux services énergétiques modernes (renforcement de l'usage des énergies propres par les ménages (butane, biogaz) ;
- Promouvoir la maîtrise de l'énergie et l'efficacité énergétique.

Pour promouvoir ces objectifs, la réglementation doit viser à :

- Créer un environnement qui incite à l'investissement, notamment dans ce secteur fortement consommateur de capitaux, en évitant cependant de créer des effets d'aubaines ou de laisser s'installer des situations de monopoles non contrôlées ;
- Permettre au secteur privé de maximiser sa présence dans les activités commerciales et au secteur public de focaliser ses interventions ;
- Maximiser, lorsque cela est pertinent, la compétition entre les acteurs privés afin d'offrir aux usagers finaux les meilleurs services au meilleur prix ;
- Mettre en place quand nécessaire les mesures de contrôle des prix et de protection pour les populations les plus vulnérables ;
- Favoriser l'usage des solutions énergétiques respectueuses de l'environnement.

Le cadre réglementaire actuellement en place dans le secteur pétrolier et gazier au Sénégal a été décrit en détail dans le rapport de Phase 1. Dans le présent rapport, nous focalisons sur les points qui paraissent nécessiter un amendement ou un approfondissement dans la perspective du développement prévu du secteur.

2.5.1. Upstream gazier et pétrolier

Le cadre juridique et réglementaire actuellement en vigueur pour les activités amont est matérialisé dans le Code Pétrolier de 2019 et articulé autour d'un système d'autorisation de prospection, d'exploration, d'exploitation provisoire et d'exploitation exclusive, donnant lieu in fine à la signature de contrats de partage de production (CPP) pour les champs confirmés.

Le Code de 2019 est venu remplacer le Code mis en place en 1998 et sous l'égide duquel la plupart des contrats actuellement en cours avaient été signés. Le nouveau code pétrolier :

- Modifie notamment certains délais et durées d'exploitation (raccourcissement des délais d'exploration, raccourcissement de la durée des autorisations d'exploitation).
- Harmonise et formalise les modalités de participation de l'Etat et de partage des produits
- Fixe de nouvelles règles en matière de transparence et de normes environnementales et sociales.

Les modalités d'attribution et les détails de ces contrats sont présentés dans le rapport de phase 1. Nous rappelons ci-après les principales caractéristiques financières des CPP :

- Une part des volumes produits est réservée pour couvrir les coûts liés à la réalisation des opérations (cost oil). Ces coûts pour les PSC sont plafonnés en fonction des revenus dans les fourchettes énumérées ci-dessous :

Type de gisement	Plafond cost oil
Gisement à terre	55%
Gisement en mer peu profonde	60%
Gisement en mer profonde	65%
Gisement en mer ultra profonde	70%

- Les détenteurs sont assujettis à une redevance sur la valeur du pétrole et du gaz produits et non utilisés dans les opérations. Celles-ci sont spécifiées pour le pétrole et le gaz comme suit :

Type de gisement	Redevance
Hydrocarbures liquides - sur terre	10%

Hydrocarbures liquides - mer peu profonde	9%
Hydrocarbures liquides – zones profondes	8%
Hydrocarbures liquides - zones très profondes	7%
Hydrocarbures gazeux - toutes zones d'exploitation	6%

- Les volumes d'hydrocarbures qui restent après le recouvrement des coûts et la part de redevance du gouvernement déduite sont partagés entre l'État du Sénégal et le ou les autres participants. La part revenant au gouvernement ne peut descendre en dessous de 40%, et dépend du ratio R, défini comme le rapport entre recettes cumulées et les investissements cumulés à un moment donné, comme détaillé ci-dessous.

Ratio R	Part du Gouvernement	Part concessionnaires
Moins de 1	40%	60%
1 à 2	45%	55%
2 à 3	55%	45%
Plus de 3	60%	40%

Dans l'ensemble, le système en place est conforme aux pratiques du marché rencontrées dans la majorité des pays producteurs d'hydrocarbures, tant en termes de principes que de valeurs.

Le cadre en place semble offrir un niveau de flexibilité et de sécurité suffisants pour l'ensemble des acteurs impliqués. On note dans certains pays ayant fait l'objet du benchmark des formes de contrats différentes, notamment des « Risk Sharing Contracts » mis en place en Malaisie afin de limiter le risque porté par les développeurs lors des phases d'exploration. A ce stade, étant donné la qualité des réserves identifiées au Sénégal, le pays ne semble pas rencontrer de difficultés pour attirer des investisseurs, et ce type de mesure ne paraît pas nécessaire.

2.5.2. Midstream et downstream pétrolier

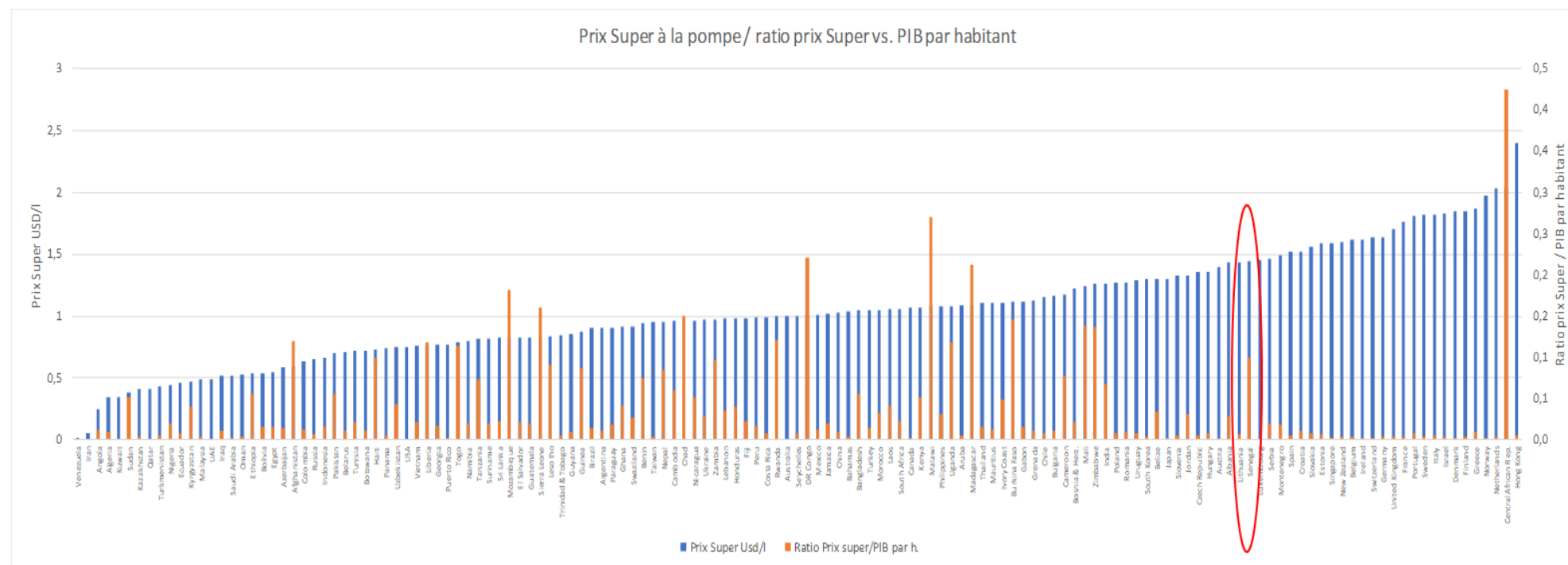
Le secteur intermédiaire et aval pétrolier est actuellement régi par un ensemble de textes qui imposent un contrôle strict des autorités sur les prix. Les textes définissent un ensemble de prix plafonds :

- Prix ex-dépôt, constitué du prix parité importation et des droits de porte ;
- Prix de vente au détaillant, constitué du prix ex-dépôt et les marges de distribution, de grossiste et les taxes ;
- Prix de vente au consommateur constitué de prix de vente au détaillant et de la marge détaillant.

Le système réglementaire actuel a été mis en place avec l'objectif d'assurer un équilibre entre :

- Protéger les consommateurs finaux des fluctuations des prix des hydrocarbures, et ;
- Assurer la compétitivité des produits raffinés localement sur le marché.

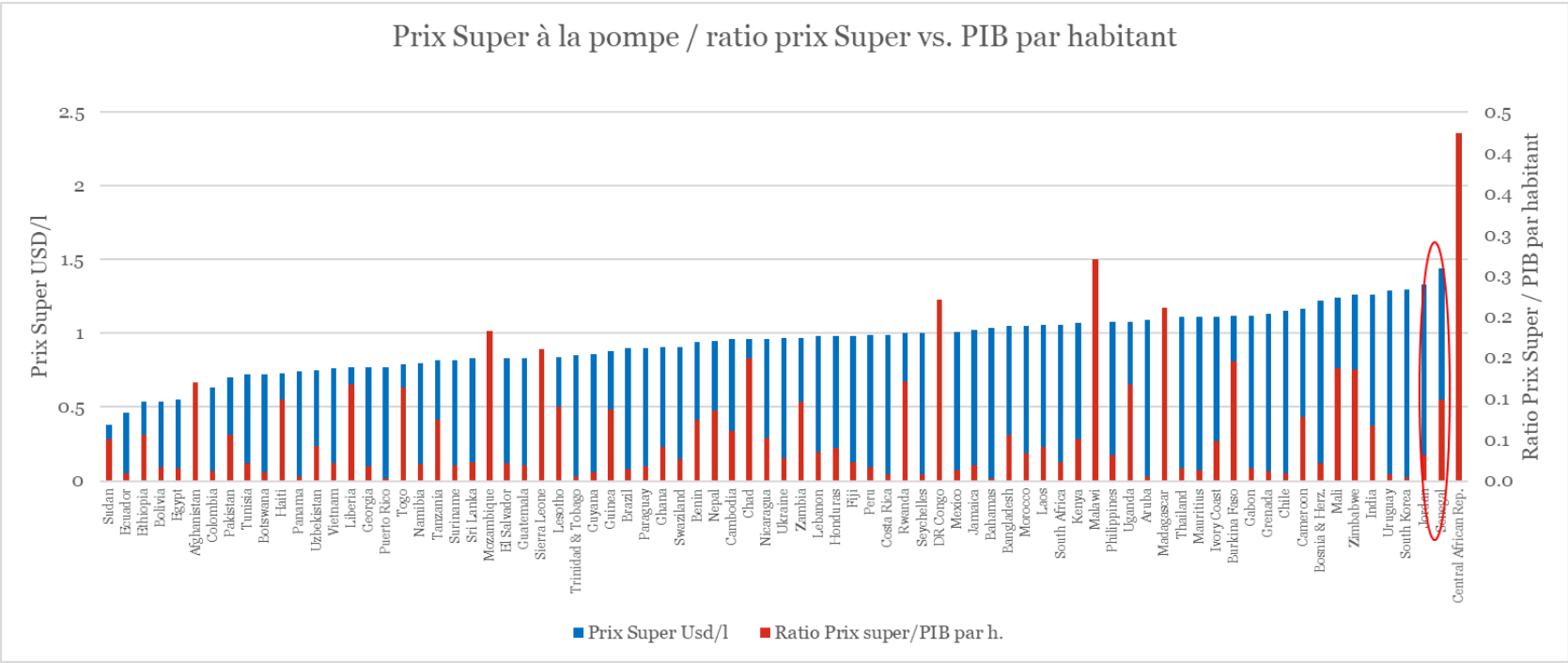
Ce système, dans sa forme actuelle, a résulté en des prix de détail des carburants qui sont sensiblement plus élevés que la moyenne mondiale, comme illustré dans les pages suivantes :



Source : Globalpetrolprices / WB

A 755CFA / l pour le Super, soit environ 1,4USD, les prix à la pompe des carburants au Sénégal sont aujourd’hui dans le quartile supérieur à l’échelle mondiale (barre bleue dans le graphe ci-dessus). A l’exception de la République Centrafricaine, et de pays dans des situations de conflits, les seuls pays au monde qui affichent des prix similaires ou supérieurs sont des pays riches, où les carburants sont très fortement taxés. Dans ces pays cependant, le ratio entre le prix du carburant et le revenu moyen des consommateurs est nettement plus faible que celui constaté au Sénégal (barre orange dans le graphe ci-dessus). Au Sénégal, le prix à la pompe d’un litre de Super représente environ 0,1% du PIB annuel par habitant. A l’échelle mondiale, ce ratio est inférieur à 0,01%.

En limitant l'exercice aux pays en développement et en excluant les grands pays producteurs de pétrole, les résultats sont les suivants :



Source : Globalpetrolprices / WB

Dans cet échantillon, on constate que les prix des carburants au Sénégal sont encore, en valeur absolue, parmi les plus élevés. La majorité des autres pays africains notamment pratiquent des prix pour le Super qui se situent entre 0,9 et 1,1 USD/l. Le ratio prix à la pompe / PIB par habitant au Sénégal est largement supérieur à la moyenne de ces pays.

La pertinence de ce système réglementaire dans la perspective du développement du secteur dépend directement de la décision qui sera prise en matière de « make or buy » pour les hydrocarbures. Deux principaux cas de figures peuvent être envisagés :

- Le Sénégal choisit de conserver, ou de développer, une activité de raffinage local, qu'il s'agisse de maintenir la raffinerie existante ou de construire une nouvelle unité, avec éventuellement un focus sur le « green refinery ».
- Le Sénégal choisit de se développer comme hub d'import / export de produits pétroliers.

a) Dans le cas du maintien / développement du raffinage local

Les simulations réalisées à ce stade montrent que les produits raffinés localement seraient difficilement compétitifs face aux importations en provenance de plus grandes unités de raffinage. Le choix du maintien ou du développement d'une activité de raffinage local imposerait probablement par conséquent un mécanisme de contrôle des prix, globalement similaire à celui actuellement en place, afin de préserver l'équilibre économique de la raffinerie. Ces mesures devraient être mises en place et maintenues pour une période longue, au moins égale à la durée d'amortissement des investissements réalisés dans la raffinerie.

Les désavantages d'un tel système sont connus :

- Comme présenté ci-dessus, le système entraîne un manque d'incitation à la compétition se traduisant finalement par des prix plus élevés pour les consommateurs finaux ;
- Absence de transparence sur les prix et risque d'existence de subventions masquées.

Si cette solution était retenue, il serait utile d'envisager les mesures permettant de maximiser la compétition, à minima sur les composantes du prix n'affectant pas la compétitivité de la raffinerie, i.e. en aval du prix ex-dépôt. La situation actuelle montre en effet que les prix pratiqués au détail sont presque systématiquement les « prix plafonds ».

b) Dans le scénario où le Sénégal s'orienterait vers une solution import / hub

Dans les pays l'ayant mis en place, ce type de stratégie s'accompagne généralement d'une libéralisation des prix visant à accroître la pression compétitive et faire bénéficier le marché des meilleurs prix disponibles. Pour qu'un tel système soit efficace, il est cependant nécessaire que la compétition soit réelle et les acteurs suffisamment nombreux pour éviter les situations d'oligopole qui atténueraient la pression compétitive.

Plusieurs pistes peuvent être explorées à cet égard :

- Pour que le hub soit efficace, il est important que les mesures soient mises en place afin de fluidifier au maximum les opérations des importateurs / exportateurs. A titre d'exemple, le port de Rotterdam qui se positionne aujourd'hui comme un hub majeur pour le commerce des hydrocarbures en Europe a mis en place un système de guichet unique qui permet aux importateurs et aux exportateurs de réaliser l'ensemble des formalités de manière simplifiée et unifiée.
- On peut à ce titre envisager que les activités du hub soient réalisées dans le cadre d'une zone spéciale du type « free trade zone ».
- Mise en place d'infrastructures de transfert / stockage indépendantes des traders et offrant un accès ouvert et non discriminant aux acteurs intéressés. Ce principe est déjà acté dans le Code Pétrolier qui prévoit que « Les dispositions de la présente loi en matière de transport des hydrocarbures s'appliquent mutatis mutandis aux opérations de liquéfaction du gaz naturel et à celles de stockage des hydrocarbures », à savoir libre accès aux infrastructures selon un tarif fixé par les autorités. Ce principe est cependant énoncé de manière très synthétique et il devrait être développé.

Le développement de l'activité du hub pourrait se réaliser à travers une société publique ou parapublique qui deviendrait l'acteur principal de l'importation, du stockage et de la redistribution des produits pétroliers. Une question se pose pour savoir si la SAR pourrait jouer ce rôle. Le statut mixte (actionnariat majoritairement privé) de la SAR semble s'opposer à cette solution. En revanche, certains des actifs existants de la SAR (terminaux de stockage et de distribution) pourraient constituer la base de cette future société.

Le rôle d'une telle entité, dans les pays où elle existe, est d'assurer la fourniture en produits pétroliers au meilleur coût pour le pays et de permettre leur distribution aux fournisseurs. Cette entité aurait pour rôle d'agréger les prévisions de demande de la part des distributeurs de produits pétroliers et de centraliser les achats de manière

à réduire les coûts. Elle redistribuerait ensuite les produits sur le lieu de stockage, par rail ou à travers un réseau d'oléoducs, et éventuellement de terminaux de stockage secondaires à l'intérieur du pays dont elle aurait la charge (à Tambacounda ou à Saint-Louis par exemple).

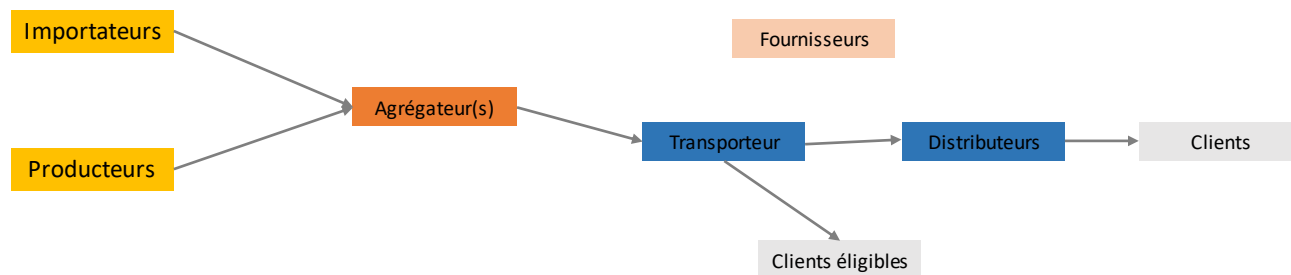
Une telle structure supposerait une modification en profondeur du cadre réglementaire actuel, qui favorise actuellement la libéralisation du secteur et l'attribution de licences multiples pour l'import et le stockage.

2.5.3. Midstream gazier

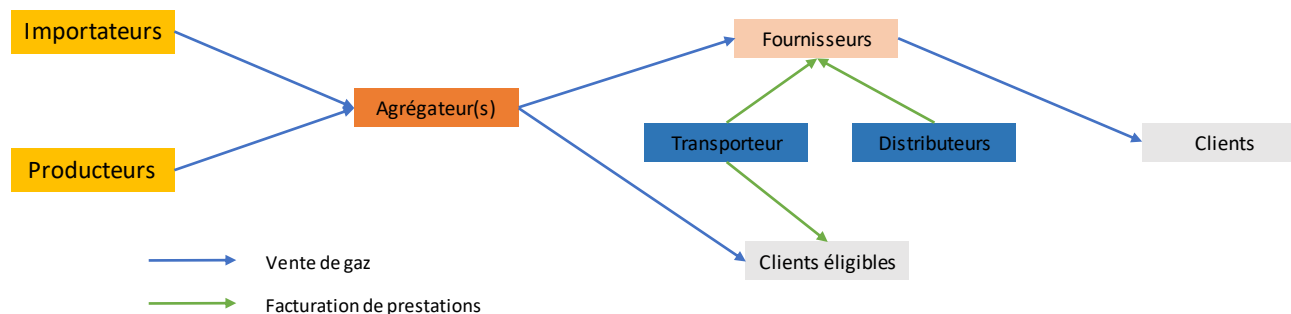
Le secteur midstream gazier est caractérisé par l'importance des investissements initiaux nécessaires (terminaux, réseaux de transport et de distribution). Ces investissements ne peuvent être réalisés que dans le contexte d'un cadre réglementaire qui assure une visibilité et une stabilité long terme suffisante pour assurer leur rentabilité économique.

Les textes en place semblent dans une grande mesure permettre le développement envisagé du secteur. Le Code Gazier publié en 2020 constitue la base de la législation primaire sur lequel le secteur pourra se développer. Il prévoit notamment la mise en place des acteurs et des flux suivants :

Flux physiques de gaz :



Flux financiers :



Nous décrivons ci-après les différents acteurs et flux et les éventuelles recommandations s'y rapportant.

- **Agrégateur(s)**

Tel que prévu dans le code, les agrégateurs sont des personnes morales habilités à acheter en gros le gaz naturel et vendre en gros tout ou partie de ce gaz aux clients éligibles et aux distributeurs. Ces agrégateurs opéreraient dans le cadre d'une licence courte (5 ans). Le Code Gazier semble prévoir que plusieurs agrégateurs pourront cohabiter (« Toute personne morale envisageant de réaliser des activités d'agrégation obtient au préalable...une licence »). Sur base de l'expérience d'autres pays, il semble que le rôle d'agrégateur devrait, au moins dans un premier temps, être dévolu à un acteur unique. Nous comprenons que cette option est bien celle qui a été retenue par les Autorités sénégalaises, le rôle d'agrégateur étant dévolu à une filiale de Senelec.

La mise en place d'un agrégateur (de préférence unique) est une étape recommandée dans le développement d'un marché gazier, dans un cadre réglementaire garantissant que cet acteur cherchera à promouvoir le développement du secteur de façon égale pour tous les acteurs. L'agrégateur a notamment pour objectif de :

- Assurer l'offre de gaz à des conditions attrayantes et permettre une utilisation plus efficace et gérable de l'infrastructure par la coordination de l'offre et de la demande.
- Mettre en œuvre les décisions stratégiques du gouvernement en matière de prix et, éventuellement, de subventions croisées (par exemple en offrant des tarifs préférentiels pendant les premières années lorsque la demande est encore en cours de développement ou en permettant la mise en place de subventions croisées entre grands et petits consommateurs).

Il est essentiel à ce titre que l'agrégateur ait une position d'exclusivité pendant les phases de développement du marché.

Une fois le marché suffisamment développé cependant, les grands consommateurs comme les centrales électriques pourront être encouragés à s'approvisionner directement auprès des producteurs locaux. L'agrégateur devra alors adapter son rôle et planifier la réduction des achats.

A long terme, une fois le marché suffisamment développé et la compétition en place, l'agrégateur peut ne plus être nécessaire.

Il est essentiel que l'Agrégateur soit indépendant des autres acteurs impliqués dans la chaîne gazière, et notamment du transporteur et des distributeurs.

• **Opérateurs de stockage**

Tel que prévu dans le Code Gazier, les opérateurs de stockage sont des opérateurs indépendants bénéficiant d'une licence longue (15 + 5 ans) pour construire et exploiter des unités de stockage.

Dans le contexte sénégalais, on peut s'interroger sur le rôle exact dévolu à ces opérateurs. Dans le cas d'un pays producteur de gaz, avec des sites de production à distance raisonnable des côtes, les activités de stockage sont généralement limitées, la régulation de l'approvisionnement s'opérant depuis les sites de production.

En tout état de cause, le Code semble prévoir une exploitation privée et libre des infrastructures de stockage (la seule contrainte étant l'obligation pour les opérateurs de mettre à disposition des gestionnaires de réseau leurs capacités non utilisées). Cette lecture est cependant contredite par la définition du rôle du régulateur, qui doit fixer les tarifs de stockage. Ce point devrait être clarifié.

• **Opérateur(s) de transport**

Tel que prévu dans le Code Gazier, les opérateurs de transport bénéficieront d'une licence de 15 + 5 ans. Ces opérateurs seront responsables de la construction, du financement, de l'entretien et de l'exploitation d'un réseau de transport. Ils devront accorder aux fournisseurs, agrégateurs, distributeurs et clients éligibles un accès libre et non discriminatoire à leurs réseaux de transport dans le respect des tarifs en vigueur.

On peut noter que la durée prévue de la concession est plus courte que ce que l'on constate dans d'autres pays pour des opérations équivalentes. Les concessions impliquant la construction et le financement d'un réseau de transport de gaz dépassent généralement les 25 ans. La conséquence d'une concession plus courte peut être un renchérissement des prix de transport si le concessionnaire tente d'amortir son investissement sur une durée sensiblement plus courte que la durée de vie économique de l'actif.

L'opérateur de transport est un acteur central du système gazier. Il porte les investissements les plus lourds et joue un rôle essentiel dans le fonctionnement et l'indépendance du marché. Il est essentiel que le cadre en place assure un retour raisonnable sur l'investissement consenti, et fixe les règles permettant de garantir l'indépendance du transporteur.

Plusieurs schémas sont appliqués dans les différents pays :

- La situation dominante est que le transporteur soit une société privée opérant sous licence de l'Etat dans le cadre d'une tarification régulée ;
- Dans certains pays, le transporteur est une entité publique, mais qui opère comme un acteur privé soumis aux contraintes réglementaires ;
- Dans certains cas, le transporteur est développé sous forme de PPP entre les autorités et un acteur privé.

Dans le cas du Sénégal, le schéma retenu est un schéma hybride, RGS étant une société commerciale à capitaux publics, qui a signé un accord (PPP ?) avec WAE et AFC qui agiront comme investisseurs et opérateurs.

Il existe ici une ambiguïté : le Code semble prévoir l'existence possible de plusieurs opérateurs de transport. Nous comprenons cependant que la société RGS bénéficierait d'un monopole de fait sur le transport massif de

gaz. De manière générale, les situations de monopole sont la norme pour les opérations de transport (il peut s'agir d'un monopole sur un périmètre géographique donné), mais le point devrait être clarifié.

Sur ce sujet de l'indépendance, on peut s'interroger sur le risque de conflit d'intérêt posé par la présence de Senelec, principal consommateur de gaz, dans RGS, la société en charge du transport. Le principe d'accès libre et non discriminant impliquerait normalement qu'un utilisateur du réseau ne puisse être un de ses actionnaires, ou a minima que des mesures strictes de séparation soient mises en place. Dans le cas présent, dans la mesure où la présence de Senelec dans RGS semble être actée, il serait souhaitable que des mesures de stricte séparation entre l'activité de production de Senelec et son rôle d'actionnaire dans RGS soient formalisées. Ces mesures devraient a minima concerner le rôle de Senelec dans la gouvernance de RGS (pour limiter le pouvoir décisionnaire de Senelec).

Le Code prévoit que les tarifs d'utilisation du réseau de transport soient réglementés. Cette réglementation est indispensable dans une situation de monopole. Le tarif doit permettre au transporteur de recouvrer ses coûts tout en maintenant le prix final du gaz à un niveau qui assure son attractivité face à d'autres sources d'énergie.

- **Distributeurs**

Les distributeurs par gazoduc bénéficieront d'une licence de 15 + 5 ans. Les titulaires d'une licence de distribution par gazoduc sont responsables de la construction, du financement, de l'entretien et de l'exploitation d'un réseau de distribution. Ils devront accorder aux fournisseurs, agrégateurs, opérateurs de transport et clients éligibles un accès libre et non discriminatoire à leurs réseaux de distribution dans le respect des tarifs en vigueur.

Notre compréhension du Code est que les distributeurs seront uniquement des exploitants d'infrastructure. Ils n'achèteront et ne vendront pas de gaz, mais factureront l'utilisation de leur réseau aux fournisseurs de gaz.

Cette situation, bien que possible, est inhabituelle. Dans la plupart des cas, le distributeur est également fournisseur de gaz depuis quelques années offrant une exclusivité aux clients. Il y a ainsi une corrélation directe entre sa performance commerciale et l'utilisation de son réseau. Après cette période d'exclusivité, ils devraient permettre l'accès au réseau à d'autres fournisseurs, mais peuvent garder la propriété indépendante du réseau.

- **Fournisseurs**

Les fournisseurs de gaz, qui opèrent dans le cadre d'une licence courte (cinq ans) achètent le gaz auprès de l'agrégateur et le vendent aux clients finaux en utilisant, et rémunérant, le transporteur et le distributeur dont ils utilisent les réseaux.

Comme mentionné ci-dessus, il est fréquent que les fournisseurs soient également distributeurs. Dans ce cas de figure, le fournisseur a un monopole de fait sur la zone couverte par son réseau.

- **Des clients éligibles**

Les clients éligibles sont de gros consommateurs qui, à la différence des autres clients, peuvent acheter directement le gaz auprès de l'agrégateur et être raccordés directement au réseau de transport. Ils peuvent ainsi bénéficier de tarifs moins élevés ne supportant ni la marge du fournisseur ni, le cas échéant, les frais de distribution.

2.5.4. Régulation

Comme indiqué ci-dessus, les prescriptions du Code Gazier semblent actuellement adaptées pour permettre le développement du secteur gazier dans des conditions correctes.

Il convient cependant de manière générale de s'interroger sur le rôle et l'étendue de la régulation.

Le rôle des autorités est capital dans le développement d'un nouveau secteur gazier. Les autorités fixent les règles dans lesquelles le secteur va se développer, mettent en place l'environnement qui permet aux investisseurs d'obtenir un retour satisfaisant sur leurs investissements et aux utilisateurs de bénéficier d'un accès fiable au gaz dans des conditions de qualité, de sécurité et à des prix acceptables.

Régulation des prix

L'approche retenue en matière de régulation / libéralisation des prix mérite d'être clairement définie.

Le Code Gazier actuel prévoit une régulation intégrale des prix « depuis le prix producteur jusqu'au prix de cession au consommateur ».

A la différence des hydrocarbures liquides, la distribution de gaz est par nature un monopole local dans la mesure où elle nécessite une infrastructure de transport unique (pour la distribution par gazoduc au moins). La régulation des prix est donc une nécessité pour éviter les effets d'aubaine.

Cependant, le Code Gazier semble également ouvrir la porte à une compétition, faisant référence en plusieurs endroits à des « procédures concurrentielles », notamment pour l'accès aux infrastructures de transport et de distribution.

L'expérience d'autres pays en la matière montre qu'une approche phasée peut être la plus pertinente. Dans les phases initiales de développement du marché, comme celle que le Sénégal connaîtra après l'arrivée du gaz, une régulation intégrale des prix et des situations monopolistiques sur l'ensemble de la chaîne de valeur peuvent être la solution la plus adaptée. En l'absence de visibilité claire sur le marché et sur sa taille, les éventuels acteurs privés ont besoin d'un maximum de visibilité sur leur activité ; les tarifs et d'une protection contre la concurrence afin de confirmer leur investissement.

Une fois le marché plus développé, la compétition peut être introduite graduellement. Certaines composantes du secteur sont par essence monopolistique (transport, gestion des réseaux de distribution) et ne peuvent être ouverte à la concurrence. D'autres en revanche peuvent progressivement s'ouvrir. C'est le cas notamment du rôle de l'agrégateur, qui peut à terme être complété puis remplacé par des négociants privés comme mentionné ci-dessus.

Accès aux infrastructures

Le Code prévoit à tous les niveaux de la chaîne le principe d'accès libre et non discriminatoire aux infrastructures. Ce principe est fondamental pour le développement du marché.

Au-delà de la définition du principe, l'application concrète de ce principe nécessitera cependant la mise en place de plusieurs autres instruments, qui devraient être développés le plus rapidement possible et notamment :

- Un Code réseau : la nature des marchés du gaz exige qu'un code réseau soit en place pour assurer un accès et une utilisation efficaces et équitables de l'infrastructure gazière partagée. Ce code précisera les paramètres d'exploitation et les procédures du réseau, en ce qui concerne chacun des titulaires d'une licence, ainsi que les conséquences du non-respect de ces règles. La responsabilité de l'élaboration d'un Code du réseau incombe habituellement au transporteur de gaz, sous la supervision du régulateur ;
- Les spécifications de qualité et de sécurité applicables au gaz et aux infrastructures ;
- La définition des « clients éligibles » mentionnés à plusieurs reprises dans le Code ;
- Le code de fonctionnement de l'agrégateur et notamment les modalités de prévision de consommation de la part des grands clients (IPP) afin de fixer les responsabilités respectives de acteurs dans la fiabilité de l'approvisionnement ;
- La définition des procédures de supervision de l'application de ces principes et la détermination des éventuelles sanctions.

Rôle du régulateur

Le Code Gazier prévoit la mise en place d'un Organe de Régulation du secteur gazier dont les attributions sont multiples :

- Orientation du développement du réseau ;
- Supervision des détenteurs de licences, mesure de la performance, sanctions le cas échéant ;
- Production d'information sectorielle ;
- Fixation des tarifs de vente du gaz et d'utilisation des infrastructures ;
- Supervision de la nature libre et non discriminante de l'utilisation des infrastructures.

Fin juin 2021, il a été confirmé que le rôle de régulation du secteur aval des hydrocarbures serait confié à la CRSE, jusqu'ici en charge de la régulation du secteur électrique.

Le nouveau rôle de la CRSE s'accompagne de modifications importantes dans la structure et le fonctionnement de cet organisme, qui vont dans le sens d'un renforcement de ses pouvoirs et de son indépendance.

Le rôle de cet Organe de Régulation dans le futur secteur est crucial. Dans un système dégroupé (acteurs différents entre sur les échelons amont, intermédiaire et aval) et avec une succession de monopoles de fait à plusieurs niveaux de la chaîne, la présence d'un régulateur doté des moyens et des capacités suffisants pour l'exercice de sa mission est une condition essentielle de succès pour le secteur.

Il est à ce titre essentiel que le régulateur :

- Soit doté des moyens de sanctions suffisant et aie la liberté d'appliquer ces sanctions. Cela suppose que le régulateur soit autant que possible indépendant des instances gouvernementales (même si le régulateur rapporte nécessairement in fine au gouvernement), notamment dans la mesure où plusieurs des acteurs impliqués dans la chaîne de valeur seront des entités publiques sous tutelle de l'Energie.
- Soit doté de moyens financiers suffisant qui lui permettent de mobiliser les compétences et les ressources nécessaires à l'exercice de ses prérogatives. Le schéma le plus fréquemment rencontré en la matière est une rémunération du régulateur à travers une redevance versées par tous les acteurs du secteur détenteur d'une licence.

2.5.5. GPL

L'un des objectifs du plan de développement du secteur est de favoriser l'utilisation par les ménages de sources d'énergie efficace et moins polluantes en remplacement de la biomasse et notamment du gaz. Le cadre réglementaire doit par conséquent s'attacher à favoriser la pénétration du GPL dans les foyers.

Comme indiqué dans le rapport 1, ce secteur a été progressivement libéralisé au Sénégal depuis le début des années 2000, et fonctionne aujourd'hui dans un régime ouvert et concurrentiel. Le régime actuel semble adapté à un développement des volumes, la perspective d'un approvisionnement local en GPL permettant d'espérer de surcroît une baisse sensible des prix qui rendrait le gaz plus compétitif.

Il sera cependant difficile pour le GPL de lutter en termes de prix avec d'autres sources d'énergie en milieu rural où l'usage du bois, généralement gratuit, domine. Le développement du gaz doit donc en priorité se concentrer sur les zones urbaines et péri-urbaines.

En parallèle, le développement du GPL sera conditionné à la réduction des usages du bois et du charbon de bois comme moyens de chauffage et cuisson. Les Codes existants (gazier et pétrolier) ne comportent aucune mesure à cet égard. Il est essentiel que, en parallèle d'éventuelles mesures visant à développer l'usage du GPL des contrôles soient mis en place afin de limiter la déforestation et l'usage du bois comme carburant.

Plusieurs autres points doivent être pris en compte :

Sécurité

Un des freins généralement constatés à la diffusion du GPL est le sujet de la sécurité. Les consommateurs ont une perception négative du GPL liée à de mauvais usages qui peuvent résulter en des problèmes de sécurité.

Il est par conséquent essentiel que des standards stricts en matière d'usage du GPL soient édictés et, surtout, mis en application. Des campagnes de communication et d'information sur les bons usages du GPL en milieu domestique peuvent également s'avérer utiles.

Proximité des clients

Un autre frein à l'usage du GPL est la difficulté d'approvisionnement / remplissage des bouteilles, notamment pour les populations ne disposant pas de véhicule. Des mesures doivent par conséquent être prises pour multiplier les points de vente et les rapprocher des clients potentiels.

Gestion des bouteilles

Les bouteilles de GPL sont un élément essentiel de la chaîne d'approvisionnement et de la relation avec le client. Plusieurs contraintes doivent être prises en compte :

- Les sociétés qui investissent dans les bouteilles veulent en garder l'usage exclusif afin de rentabiliser leur investissement.
- Les distributeurs ont tendance à utiliser les bouteilles comme une barrière à l'entrée et une solution pour rendre les clients captifs.
- Les bouteilles sont un élément essentiel de la sécurité de la chaîne et doivent pouvoir faire l'objet de contrôle réguliers.

Les mesures suivantes sont généralement mises en place dans d'autres pays :

- Imposer un marquage des bouteilles afin que les fournisseurs restent responsables de l'état des bouteilles à tout moment et interdire le remplissage de bouteilles par d'autres fournisseurs.

- Standardiser les tailles des bouteilles et des valves afin qu'il soit impossible de rendre les appareils compatibles avec un seul type de bouteille.
- Imposer la liberté d'échanger les bouteilles à n'importe quel point de vente et indifféremment de la marque des bouteilles.

Ce dernier point nécessite la mise en place d'un « cylinder pool », i.e. le principe de libre échange des bouteilles, qui suppose notamment que le montant du dépôt payé par les clients soit le même pour toutes les marques. Ce montant doit être fixé par le régulateur à un niveau équilibré qui assure une trésorerie suffisante aux opérateurs mais ne constitue pas une barrière à l'entrée pour les éventuels nouveaux utilisateurs.

Accessibilité des équipements

Un autre frein à la généralisation de l'usage du GPL est le coût requis pour s'équiper en appareils de cuisson ou autre utilisant le GPL.

Certains fournisseurs de GPL peuvent proposer des équipements en prêt gratuit, mais cela s'accompagne évidemment d'une obligation d'utiliser exclusivement leurs bouteilles, ce qui remet en cause le principe de liberté d'échange présenté ci-dessus.

Certains pays ont mis en place des programmes d'aide à l'achat d'équipements électroménager au GPL afin de favoriser la diffusion de ce carburant.

Dans les zones rurales, des pays comme l'Inde ont déployé des programmes de cuisines communales fonctionnant au GPL, qui ont contribué avec succès à la substitution du bois par le gaz dans les zones les plus modestes.

2.6. Principaux aspects environnementaux et sociaux

Les aspects environnementaux et sociaux de la phase 2 du plan directeur comprennent :

- Une analyse comparative de la performance environnementale et sociale du Sénégal avec 6 pays producteurs de pétrole et de gaz sélectionnés par GES-PETROGAZ. Les pays sélectionnés ont (ou ont eu) une forte composante pétrolière et gazière dans leur développement économique. Ils ont mis en œuvre des types de projets qui sont évalués dans ce plan directeur et ils ont été confrontés au type d'impacts et de risques environnementaux et sociaux auxquels le Sénégal peut s'attendre à faire face lors du développement du secteur pétrolier et gazier.
- Les leçons tirées de la gestion environnementale et sociale au niveau régional et les implications pour le développement du secteur pétrolier et gazier au Sénégal.
- La description des enjeux environnementaux et sociaux typiques et des mesures de gestion liées aux différents types d'installations qui pourraient être créées au Sénégal dans le cadre du développement du secteur pétrolier et gazier, et à la suite du développement du secteur.
- Une vue d'ensemble des bonnes pratiques de l'industrie pour la gestion environnementale et sociale des installations pétrolières et gazières
- Une vue d'ensemble des actions recommandées pour l'industrie pétrolière et gazière afin de répondre aux objectifs de développement durable définis par les Nations Unies.

Dans la phase 3 du plan directeur, les aspects environnementaux et sociaux qui seront développés comprendront une évaluation des enjeux spécifiques, des risques et des mesures d'atténuation liés aux projets de développement proposés. Une évaluation des émissions de gaz à effet de serre pour les programmes de développement sera également réalisée. Dans la phase 3, des visites de terrain seront effectuées sur les sites des futurs projets à Dakar et dans les environs afin de faire une appréciation du contexte environnemental et social pour informer l'évaluation des impacts et des risques environnementaux potentiels.

2.6.1. Analyse E&S comparative

2.6.1.1. Analyse E&S comparative avec les pays producteurs de pétrole et du gaz

L'analyse comparative de la performance environnementale et sociale du Sénégal par rapport aux 6 pays sélectionnés par GES-PETROGAZ a été menée comme suit. Les pays sélectionnés ont (ou ont eu) une forte composante pétrolière et gazière dans leur développement économique.

- Trinité-et-Tobago est l'une des plus importantes économies gazières au monde. Le secteur gazier du pays a commencé à se développer en 1971. Entre 1975 et 1991, le pays a investi dans la création d'industries pour créer une demande de gaz naturel, notamment quatre usines d'ammoniac, une usine d'urée, une usine de fer et d'acier, une usine de méthanol et une installation d'extraction de liquides de gaz naturel (NGL).
- L'Algérie a toujours été un important producteur de pétrole, de gaz et de GNL, ayant commencé à produire du pétrole en 1958. Cependant, les perturbations régulières de l'approvisionnement ont entraîné des réductions des volumes d'exportations, en particulier ces dernières années. Le gouvernement doit également équilibrer les exportations futures et la demande intérieure croissante de gaz.
- Le Qatar est l'un des plus grands producteurs de gaz et exportateurs de GNL au monde et a été le premier exportateur mondial de GNL pendant plus d'une décennie. Le secteur de l'énergie, y compris les exportations de GNL, est une source majeure de revenus pour le pays. Le Qatar est également un important producteur de gaz en liquides (GTL) et possède la plus grande installation GTL au monde. La demande de gaz dans le pays a augmenté ces dernières années et est dominée par les secteurs de l'énergie et du dessalement.
- Le secteur pétrolier en aval du Royaume-Uni comprend plus de 200 entreprises impliquées dans le raffinage, la distribution et la commercialisation de produits pétroliers. Il s'agit de compagnies pétrolières, de chaînes de supermarchés, de groupes de vente au détail indépendants, jusqu'au détaillant indépendant avec un seul site.

- Le Nigeria est le plus grand producteur de pétrole d'Afrique et a été le quatrième exportateur mondial de gaz naturel liquéfié (GNL) en 2012. La production souffre de perturbations de l'approvisionnement et parmi les raisons figurent le conflit dans la région du delta du Niger, où se trouvent principalement les industries pétrolière et gazière. Le pétrole dérobé lors d'attaques sur les pipelines de produits pétroliers cause des dommages souvent graves, causant la perte de production et la pollution. La torchage du gaz naturel a contribué à la pollution de l'environnement. L'industrie a été blâmée pour la pollution qui a endommagé l'air, le sol et l'eau, entraînant des pertes de terres arables et une diminution des stocks de poissons.
- La Malaisie est le deuxième producteur mondial de pétrole et de gaz naturel en Asie du Sud-Est, le deuxième exportateur mondial de gaz naturel liquéfié, et se trouve stratégiquement au milieu d'importantes routes pour le commerce de l'énergie. Au cours des dernières années, la production de pétrole brut a connu une baisse. Cela est dû en grande partie à la Politique nationale du pays qui a maintenu la production d'hydrocarbures à 3 % des réserves totales chaque année. Aujourd'hui, la production de pétrole et de gaz contribue à moins de 10 % au PIB malaisien.

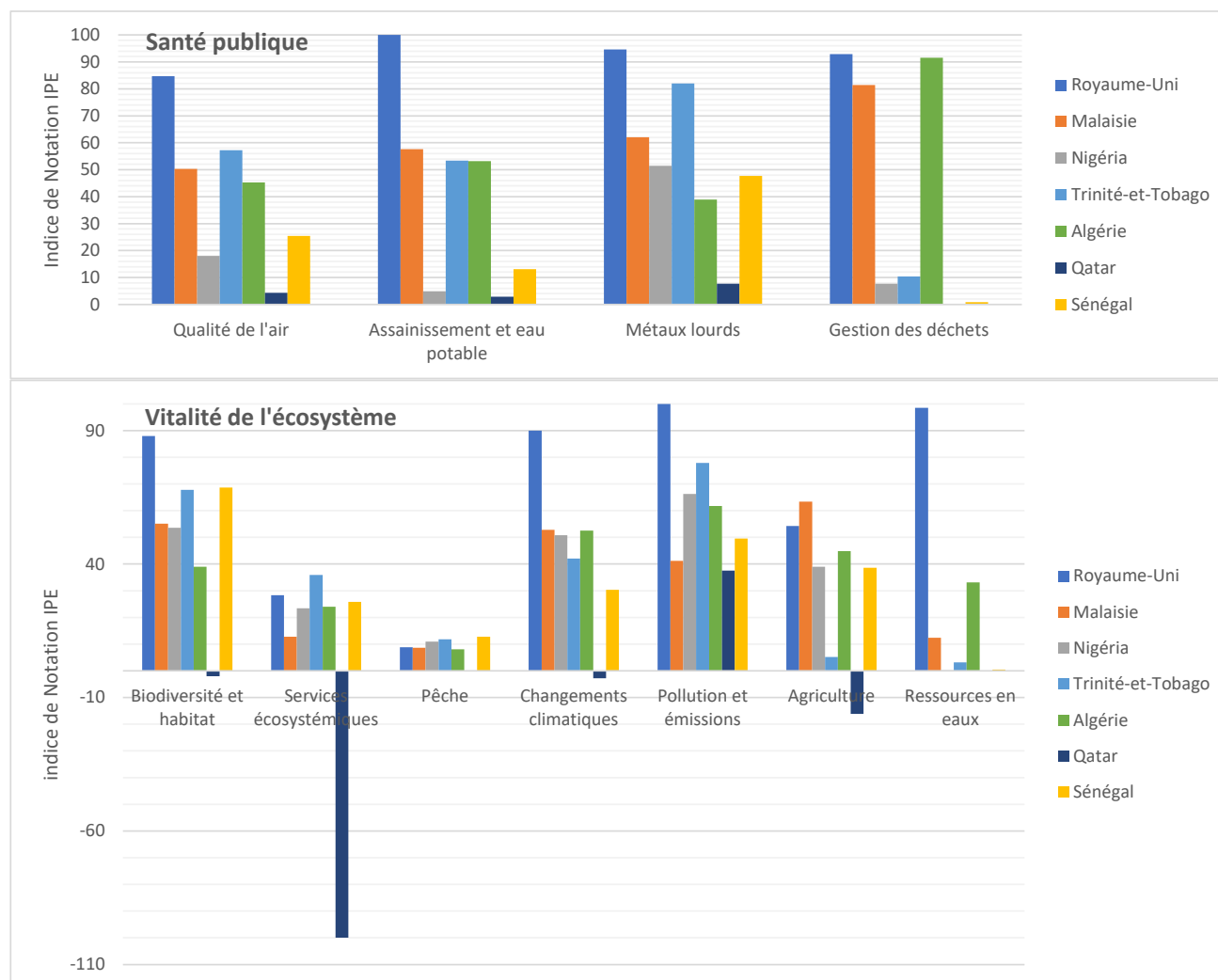
Les performances environnementales et sociales de Qatar, de Trinidad et Tobago, de l'Algérie, du Royaume-Uni, du Nigéria, de la Malaisie et du Sénégal sont comparées à l'Indice de Performance Environnementale (IPE) de 2020, déterminé par l'Université de Yale⁸. L'IPE utilise 32 indicateurs de performance dans 11 catégories relatives à la santé environnementale et au fonctionnement des écosystèmes. L'IPE est un indice de performance internationalement reconnu. Les critères d'évaluation sont présentés dans le tableau suivant et les comparaisons présentées dans la Figure 124 et la Figure 125. Une synthèse de la mission du régulateur dans les 6 pays considérés et les principaux procédés et obligations environnementaux pour les activités pétrolières et gazières est présentée dans la Figure 126.

Figure 127 Critère d'évaluation IPE

Thématique	Catégorie	Indicateurs
Santé environnementale	Qualité de l'air	• Exposition aux particules fines • Combustibles solides ménagers • Exposition à l'ozone
	Assainissement et eau potable	• Efficacité de l'assainissement • Eau non-potable
	Métaux lourds	• Exposition au plomb
	Gestion des déchets	• Déchets solides contrôlés
Vitalité de l'écosystème	Biodiversité et habitat	• Aires marines protégées • Protection des biomes terrestres • Indice pour les aires protégées • Indice pour la protection des espèces • Indice pour la biodiversité et de l'habitat
	Services écosystémiques	• Perte des zones forestières • Perte des zones humides • Perte des zones de prairies
	Pêches	• État des stocks de poissons • Poissons pêchés au chalut
	Ressource en eau	• Eaux usées
	Changements climatiques	• Emissions de carbone noir • Emissions de CH₄ • Emissions de N₂O • GES émis par habitant • Emissions de CO₂ • Emissions GES • Occupation des sols
	Émissions polluantes	• Emissions de SO₂ • Emissions de NO_x
	Agriculture	• Indice de gestion durable de l'azote

Source : *Environmental Performance Indicator (EPI) 2020 Report, Welding et al, 2020*

⁸ Wendling, Z. A., Emerson, J. W., de Sherbinin, A., Esty, D. C., et al. (2020). 2020 Environmental Performance Index. New Haven, CT: Yale Center for Environmental Law & Policy. epi.yale.edu

Figure 128 Analyse E&S comparative

Source : Environmental Performance Indicator (EPI) 2020 Report, Welding et al, 2020

Les valeurs IPE présentées dans les graphiques sont les valeurs indiquées dans le rapport « Environmental Performance Indicator (EPI) 2020 report » publié par l'Université de Yale¹⁰. Le rapport, élaboré par des chercheurs et mise à jour chaque année est reconnue dans la communauté scientifique. Les valeurs de performance attribuées sont définies utilisant les informations publiées par diverses organisations internationales (Banque Mondiale, OMS, Nations Unies...). La valeur de performance environnemental attribuée à chaque pays est en effet un indicateur de la capacité de mettre en œuvre la politique de gestion environnementale et sociale. Par conséquent, la valeur attribuée à Sénégal indique la nécessité de renforcer les capacité juridique et institutionnels. L'analyse comparative montre que les pays qui sont bénéficiés des revenus du secteur gazier et pétrolier ont une meilleure performance environnementale dans l'ensemble car ils ont plus de moyens financiers.

Les résultats globaux de l'IPE et les principaux défis environnementaux rapportés pour chaque pays par la U.S. Central Intelligence Agency⁹ sont présentés dans le tableau suivant.

⁹ The World Factbook - The World Factbook (cia.gov), consulté le 29 March 2021

Figure 129 Performance environnementale et sociale comparatifs

Pays	IPE ⁽¹⁾		Capacité à la mise en œuvre de politiques et mesures de gestion E&S	Enjeux ⁽²⁾
	Score ⁽⁴⁾	Classement Pays		
Royaume Uni	81.3	4	Forte	- La qualité l'air s'est améliorée mais demeure préoccupante, en particulier dans la région de Londres - Pollution des sols par les pesticides et les métaux lourds - Déclin des habitats marins et côtiers provoqué par les pressions du logement, du tourisme et de l'industrie
Malaisie	47.9	68	Moyenne	- Pollution atmosphérique due aux émissions industrielles et au trafic - Pollution de l'eau par les eaux usées brutes - Déforestation - Fumée / brume provenant des incendies de forêt indonésiens - Espèces menacées - Dégâts causés aux zones de mangroves et aux sites de nidification des tortues par l'installation d'infrastructures côtières
Trinité & Tobago	47.5	69	Moyenne	- Pollution de l'eau par les eaux usées industrielles et les eaux usées brutes - Pollution pétrolière - Déforestation - Érosion des sols
Algérie	44.8	84	Moyenne / Faible	- Pollution atmosphérique dans les grandes villes - Erosion des sols due au surpâturage et à d'autres mauvaises pratiques agricoles - Désertification - Déversement d'eaux usées brutes, de déchets de raffinage du pétrole et d'autres effluents industriels entraînant la pollution des rivières et des eaux côtières, en particulier la mer Méditerranée, - Approvisionnement insuffisant en eau potable
Qatar	37.1	122	Moyenne / Faible	- La pollution de l'air, du sol et de l'eau sont des problèmes environnementaux importants - Les ressources naturelles limitées en eau douce accroissent la dépendance à l'égard des installations de dessalement à grande échelle - D'autres problèmes incluent la conservation des approvisionnements en pétrole et la préservation du patrimoine naturel
Nigéria	31.0	151	Faible	- Une surpopulation importante et une urbanisation rapide ont conduit à de nombreux problèmes environnementaux - Pollution de l'air et de l'eau en milieu urbain - Déforestation rapide - Dégradation des sols - Perte de terres arables - Pollution par les hydrocarbures - l'eau, l'air et le sol ont été gravement endommagés par les déversements d'hydrocarbures
Sénégal	30.7	155	Faible	- Déforestation - Surpâturage - Erosion des sols - Désertification - Sécheresse - Inondations - Surpêche - Faiblesses des lois de protection de l'environnement - Menaces liées au braconnage
Notes:				
⁽¹⁾	Source: Environmental Performance Indicator (EPI) 2020 Report, Welding et al, 2020			
⁽²⁾	Source: The World Factbook, consulté le 29 mars 2021. Les enjeux dont les pays sont actuellement confrontés en 2021 et ils ne sont pas spécifiques aux activités pétrolières et gazières			

Figure 130 Régulateurs, leurs missions, et les principales procédures et obligations environnementales

Pays	Régulateur / Mission	Principales procédures / obligations environnementales
Royaume Uni	Régulateur pour les activités offshore : Régulateur des activités pétrolières et gazières offshore pour l'environnement et l'abandonnement des installations¹⁰ Mission : - Mise en œuvre de la politique environnementale nationale et internationale. - Développement et mise en œuvre du régime réglementaire environnemental. - Mis en œuvre du régime réglementaire pour l'abandonnement et démantèlement des installations. - Évaluations environnementales stratégiques - Coordination avec d'autres régulateurs pour favoriser la réduction des émissions de GES. - Collaboration avec l'Autorité Pétrolière et Gazière¹¹ et l'Exécutif Santé et Sécurité¹². Le régulateur des activités pétrolières et gazières et l'Exécutif Santé et Sécurité forment le régulateur pour la mise en œuvre du directif de sécurité offshore¹³ Régulateur pour les activités onshore : Agence Nationale de l'Environnement¹⁴ Mission : - Elaboration, mise en œuvre et contrôle de la réglementation applicable aux secteurs de l'industrie et des déchets. - Elaboration, mise en œuvre et contrôle de la réglementation applicable aux sols pollués. - Elaboration, mise en œuvre et contrôle de la réglementation relative à la qualité des ressources naturelles, dont la ressources en eau. - Elaboration, mise en œuvre et contrôle de la réglementation applicable au secteur de la pêche. - Elaboration, mise en œuvre et contrôle de la réglementation environnementale applicable à la navigation. - Elaboration, mise en œuvre et contrôle de la réglementation applicable la gestion du risque d'inondation.	- Procédure d'autorisation environnementale, y compris élaboration d'une EIES et des études de risques. - Pas de torchage de gaz. - Neutralité carbone en 2050 - Conformité à un ensemble de réglementations détaillées traitant de thématiques tels que : la conservation de la biodiversité, la gestion du mercure, l'efficacité énergétique, les émissions de GES, plans anti-pollution, la prévention des accidents majeurs, la prévention de la pollution.
Malaisie	Régulateur : Ministère de l'Environnement et de l'eau – Département de l'environnement Mission : - Assurer le développement durable dans le processus de construction de la nation - Appliquer la loi de 1974 sur la qualité de l'environnement	- Procédure d'autorisation environnementale, y compris l'élaboration d'une EIES. - Conformité à la Loi nationale sur la gestion de l'environnement.
Trinité & Tobago	Régulateur : Autorité de Gestion de l'Environnement Mission : - Coordonner l'élaboration d'un système intégré de gestion de l'environnement. - Élaborer et mettre en œuvre des lois, des politiques et des programmes environnementaux. - Élaborer et établir des normes et des critères environnementaux nationaux. - Surveiller le respect des exigences environnementales. - Délivrer des certificats d'autorisation environnementale.	- Procédure d'autorisation environnementale, y compris d'une EIES. - Conformité à la Loi nationale sur la gestion de l'environnement et à la Politique nationale de l'environnement

¹⁰ Offshore Petroleum Regulator for Environment and Decommissioning (OPRED)

¹¹ Oil and Gas Authority (OGA)

¹² Health and Safety Executive (HSE).

¹³ Offshore Safety Directive Regulator (OSDR)

¹⁴ Environment Agency

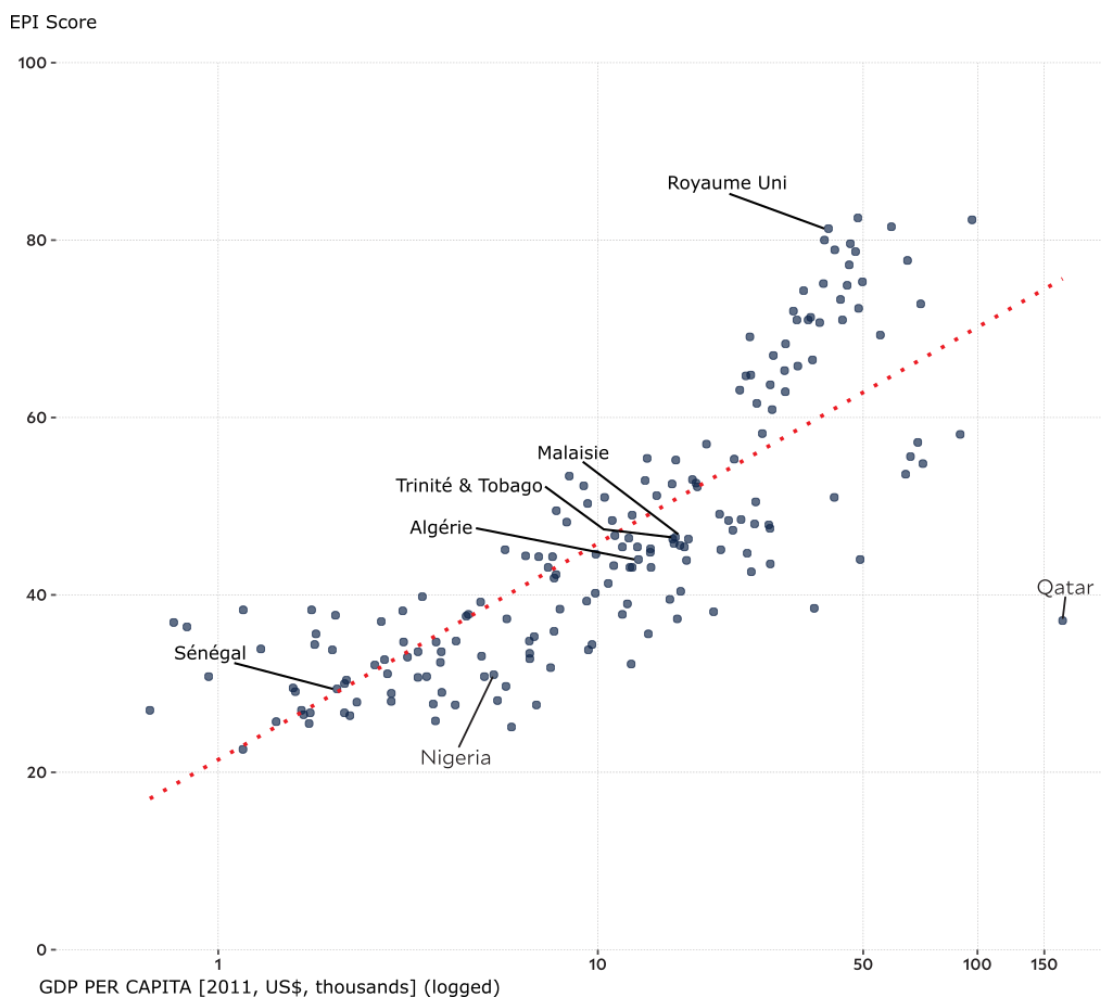
Pays	Régulateur / Mission	Principaux procédures / obligations environnementaux
	- Définir les aires protégées. - Gérer les plaintes ou les conflits entre les compagnies pétrolières et les communautés au sujet de la pollution de l'environnement. - Coordonner l'intervention en cas d'incidents d'urgence et de déversements de pétrole. - Aider le gouvernement à mettre en œuvre les accords internationaux et régionaux sur l'environnement.	
Algérie	Régulateur : Ministère de l'Environnement et des Energies Renouvelables Mission : - Délivrance des autorisations d'exploitation. - Régulation de la gestion des déchets dangereux. - Contrôle de conformité aux exigences environnementales.	- Procédure d'autorisation environnementale, y compris élaboration d'une EIES et des études de risques. - Pas de torchage de gaz. - Respect des lois relatives à : - L'eau - Gestion, contrôle et élimination des déchets - Protection de l'environnement - Prévention des risques majeurs et gestion des catastrophes
Qatar	Régulateur : Ministère de l'Environnement Mission : Planification et réglementation de l'urbanisme. - Gestion des propriétés de l'état. - Mise en œuvre de la réglementation pour la protection de l'environnement. - Surveillance de la conformité environnementale.	- Procédure d'autorisation environnementale, y compris élaboration d'une EIES. - Respect des lois environnementales relatives à : - La protection de l'environnement - La prévention des dommages à la flore - Protection de la faune et des réserves naturelles - Conservation des ressources aquatiques vivantes
Nigéria	Régulateur : Division du pétrole et du gaz du Bureau du Département de l'évaluation environnementale du ministère fédéral de l'Environnement. Mission : - Surveillance de la santé, de la sécurité et de la conformité environnementale. - Délivrance des autorisations d'exploitation. - Réalisation des audits environnementaux périodiques. - Études post-impact et études d'évaluation environnementale. - Suivi de la mise en œuvre de la politique de non torchage du gaz. - Gestion des plaintes ou des conflits entre les compagnies pétrolières et les communautés au sujet de la pollution de l'environnement.	- Procédure d'autorisation environnementale, y compris élaboration d'une EIES. - Pas de torchage de gaz. - Respect de : - Politique nationale en matière d'environnement, - Directives concernant la prévention de la pollution - Réglementations nationales en matière de protection de l'environnement (valeurs limites des effluents), gestion des déchets et prévention de la pollution

2.6.1.2. Commentaires sur l'analyse comparative

Le rapport IPE 2020 compare les performances environnementales et sociales de 180 pays. Les tendances identifiées dans le rapport se reflètent également dans la comparaison du Sénégal avec les 6 pays producteurs de pétrole et de gaz sélectionnés.

Le rapport IPE 2020 conclut que de bons résultats de politique E&S sont associés au niveau de richesse (PIB par habitant - voir Fig. 2). La prospérité économique permet aux nations d'investir dans des politiques et des programmes qui conduisent aux résultats souhaités en termes de performances environnementales et sociales. Cela s'illustre notamment par l'exemple du Royaume-Uni, avec la construction d'infrastructures de fourniture d'eau potable, d'assainissement, de mises en œuvre de mesures de contrôle de la pollution de l'air ambiant, de gestion des déchets dangereux et de réponse aux crises de santé publique, permettant de produire d'importants bénéfices pour le bien-être humain.

Figure 131 PIB vs IPE



Source: *Environmental Performance Indicator (EPI) 2020 Report, Welding et al, 2020*

La recherche de la prospérité économique grâce à l'industrialisation et à l'urbanisation est souvent associée à une augmentation de la pollution et des pressions sur la vitalité des écosystèmes, en particulier dans les pays en développement, où les émissions atmosphériques et les rejets aquatiques demeurent important. Mais les pays ne doivent pas sacrifier la durabilité pour la sécurité économique ou vice versa. Les décideurs et autres parties prenantes dans les principaux pays démontrent qu'une attention ciblée peut mobiliser les communautés pour protéger les ressources naturelles et le bien-être humain, malgré les tensions associées à la croissance économique. À cet égard, les indicateurs de bonne gouvernance, y compris l'engagement envers l'état de droit et l'application des réglementations, sont directement liés aux scores d'IPE élevés. La Malaisie, Trinité et l'Algérie se situent à l'extrémité inférieure de cette catégorie et bien qu'ils aient des scores IPE moyens, ils sont inférieurs à la moyenne pour le score IPE par rapport au PIB par habitant (voir Fig.127). Cela suggère qu'en considérant le PIB par habitant, ces pays sont sous-performant

Les pays en retard en termes de performances E&S doivent intensifier leurs efforts nationaux de durabilité sur tous les fronts. Le Nigéria en est un exemple, arrivant en fin de classement. Les faibles scores d'IPE indiquent la nécessité de porter une plus grande attention aux exigences de durabilité, avec une priorité élevée sur des questions critiques telles que la qualité de l'air et de l'eau, la biodiversité et le changement climatique. Le Nigéria a mal géré la richesse générée par les revenus pétroliers et gaziers et n'a pas su tirer parti des opportunités. Ces écueils auraient pu être évités en mettant en œuvre des actions de développement durable répertoriées dans la section 2.6.5.

Le Sénégal affiche score IPE faible, mais cela pourrait être lié au faible PIB par habitant. Il est à noter que le ratio IPE/PIB par habitant du Sénégal est plus favorable que celui de l'Algérie, du Qatar, de la Malaisie, de la Trinité et du Nigéria, et on peut donc en conclure que grâce à une gestion judicieuse des revenus issus du développement du secteur pétrolier et gazier, et du renforcement institutionnel et réglementaire, il existe un potentiel de développement durable et d'amélioration des performances environnementales et sociales

2.6.2. Enseignements tirés de la gestion E&S à l'échelle régionale

2.6.2.1. Problématiques clés liées à l'environnement régional

Les principaux problèmes E&S pour l'Afrique de l'Ouest signalés par le PNUE¹⁵ sont résumés comme suit:

- Les ressources naturelles sont menacées par les modes gestion non durables, le changement climatique et la pollution.
- Les terres sont soumises à des pressions croissantes conduisant à leur dégradation, à la perte d'accès et à l'empiètement sur des écosystèmes fragiles et protégés.
- La pollution atmosphérique devient un problème important de santé humaine, d'économie et de développement, en particulier dans les zones urbaines à forte densité.
- Les émissions de gaz à effet de serre augmentent en raison des incendies de forêt, du trafic, de l'utilisation de charbon de bois et du bois de chauffage comme combustible domestique et des émissions industrielles.
- La demande en eau douce augmente avec la croissance démographique et le développement économique. La ressource est menacée par la pollution et le changement climatique. L'incidence des maladies d'origine hydrique telle que le choléra est élevé.
- Les ressources marines et côtières soutiennent une part croissante de l'économie, y compris la pêche, le secteur pétrolier et les transports, et sont importantes pour la résilience au changement climatique. Cependant, les ressources sont de plus en plus menacées par la pollution, le développement économique non réglementé et le changement climatique.
- Le taux d'accès à l'électricité est très faible: environ 60% des personnes n'ont pas accès à une source d'énergie fiable.
- L'Afrique est attachée à l'industrialisation en tant que vecteur essentiel de croissance et de réduction de la pauvreté. L'accent est mis sur l'agriculture et le secteur extractif qui sont susceptibles de causer des dommages environnementaux localisés tels que la pollution de la ressource en eau et la dégradation des terres.
- Les infrastructures sociales et économiques sont vulnérables au changement climatique.
- La fréquence et l'intensité des inondations et des sécheresses extrêmes augmentent, avec des impacts sur le capital naturel et sur les infrastructures sociales et économiques. Le manque de solidarité institutionnelle aggrave la propagation et l'impact des maladies.
- L'Afrique est confrontée à des problèmes de gestion des déchets.

2.6.2.2. Implications pour le développement du secteur pétrolier et gazier

En réponse aux principaux enjeux E&S pour l'Afrique de l'Ouest, les implications pour le développement du secteur pétrolier et gazier au Sénégal sont les suivantes:

- Mettre en œuvre les meilleures pratiques de l'industrie (« Best Industry Practices » - BIP) pour la prévention de la pollution.
- Se conformer aux normes de prévention de la pollution fixées au niveau national et régional.
- Soutenir les initiatives de conservation de la biodiversité.
- Réaliser des études d'implantation des futures installations et réaliser les études d'impact environnemental et social ainsi que les plans d'action de réinstallation avant l'implantation des futures

¹⁵ UNEP 2016. GEO-6 Regional Assessment for Africa. United Nations Environment Programme, Nairobi, Kenya

installations afin d'éviter (i) la dégradation des terres, (ii) la perte d'accès à la terre, (iii) le risque de créer des inégalités, (iv) l'empiètement sur des écosystèmes fragiles et protégés, (v) l'aggravation une qualité de l'air déjà dégradée dans des zones urbaines et (vi) les zones vulnérables aux risques naturels et au changement climatique.

- Minimiser les émissions de gaz à effet de serre en adoptant les meilleures pratiques de l'industrie en matière d'efficacité énergétique et en adoptant une politique de non torchage de gaz.
- Soutenir les initiatives de séquestration du carbone telles que la restauration, la régénération et le reboisement.
- Soutenir les initiatives de protection et d'accès aux ressources en eau.
- Se préparer à la gestion d'un déversement majeur d'hydrocarbures.
- Aligner le développement du secteur pétrolier et gazier sur les stratégies de développement de la couverture électrique nationale.
- Soutenir le développement de projets intersectoriels de gestion des déchets.
- Établir une norme pour la gestion des déchets en adoptant les meilleures pratiques de l'industrie pour la gestion des déchets.
- Nettoyer et assainir les zones qui ont été polluées par les opérations pétrolières et gazières antérieures.
- Réaliser une étude d'évaluation environnementale stratégique (EES) du secteur pétro-gazier du Sénégal (Offshore et Onshore).

2.6.3. Problématiques E&S associées au développement d'infrastructures pétrolières et gazières

Les problématiques E&S clés associées au développement d'infrastructures pétrolière et gazières onshore et offshore sont résumés dans le tableau ci-dessous.

Figure 132 **Problématiques E&S clés associées au développement d'infrastructures pétrolières et gazières**

Infrastructures	Problématiques potentielles clés
Installations de production et de traitement de pétrole et gaz offshore	• Dommages aux coraux et aux communautés benthiques. • Remise en suspension de sédiments potentiellement contaminés par des produits chimiques toxiques. • Modification de la qualité de l'eau due aux rejets opérationnels et aux déversements accidentels. • Perturbation de la faune marine par les activités d'acquisition sismique • Émissions atmosphériques modifiant la qualité de l'air et contribuant au changement climatique. • Interférence avec la pêche et le trafic maritime.
Oléoduc et gazoducs offshore	• Dommages aux coraux, aux communautés benthiques, aux herbiers marins. • Remise en suspension de sédiments potentiellement contaminés par des produits chimiques toxiques. • Interférence avec les installations et équipements de pêche. • Une rupture ou une fuite pourrait affecter la faune / flore et représenter un risque d'incendie et d'explosion
Oléoduc et gazoducs onshore	• Pendant la construction, les changements d'utilisation des terres, le déplacement de populations, peuvent impacter des sites du patrimoine culturel, des villages et des zones d'importance écologique, ou provoquer une interruption temporaire de la circulation routière. • Modifier le ruissellement, l'érosion des sols, l'instabilité des pentes, la dégradation de la qualité des eaux de surface. • Modifier les schémas de drainage, les impacts sur la végétation et l'approvisionnement en eau des zones humides. • Introduction d'espèces végétales envahissantes. • Fragmentation des habitats naturels, perte d'espèces et diminution de la biodiversité. • Obstacles pour les humains et la faune migratrice. • Créer des zones pour les implantations spontanées informelles. • Faciliter l'accès aux espaces naturels, les impacts sur la faune / flore, la chasse illégale. • Risque de fuite ou de rupture, contamination des sols, des ressources en eau, incendie, explosion.
Centrale électrique au gaz	• Les activités de préparation des sites affectent l'environnement naturel et humain du site. • Risques socioculturels liés au grand nombre de travailleurs, potentiellement plusieurs milliers sur une période de plusieurs années • Émissions atmosphériques, les gaz à effet de serre et polluants de la qualité de l'air

Infrastructures	Problématiques potentielles clés
	- Rejets d'eaux usées (eau de refroidissement, effluents) - Déversements accidentels et fuites d'huile
Production de fer et d'acier	- Génération de quantités considérables d'eaux usées et de déchets solides. - Émissions potentielles dans l'air de produits chimiques toxiques. - Les travailleurs manipulent des solvants, des acides et des sous-produits dangereux et toxiques. - Risque d'incendie, d'explosion et de dégagement de gaz toxiques. - Des quantités d'eau importantes sont nécessaires. - La teneur élevée en solides dans les eaux usées nécessite de vastes installations de coagulation et de décantation.
Production d'aluminium	- Déchets de boue rouge (un mélange d'argiles et de soude caustique hautement corrosive) qui doivent être stockés afin qu'aucune eau de ruissellement ou lixiviat ne puisse contaminer les ressources en eau. - Émissions atmosphériques, gaz à effet de serre et polluants atmosphériques, par ex. gaz fluorure d'hydrogène (extrêmement corrosif et dangereux) et monoxyde de carbone. - Effluents liquides et boues. - Acide issu de la lixiviation ou autre traitement. - Risque d'explosion dû au contact du métal fondu avec de l'eau
Production d'engrais	- Les effluents peuvent être très acides ou alcalins et contenir des produits chimiques toxiques. - Les eaux de ruissellement des zones de stockage sont généralement contaminées par des produits chimiques. - Les polluants atmosphériques comprennent des particules, du fluor, des vapeurs d'acide, de l'ammoniac et des oxydes de soufre et d'azote. - Santé et sécurité associées à la fabrication et à la manipulation de l'acide sulfurique et nitrique. - L'utilisation d'ammoniac présente un risque d'explosion et de dégagement de gaz toxiques. - Les déchets solides sont complexes et nécessitent une gestion prudente, notamment les catalyseurs au vanadium, les boues d'arsenic, le gypse contaminé par des métaux toxiques et les cendres. - Des quantités d'eau importantes sont nécessaires et des quantités importantes d'eaux usées sont générées.
Produits pétrochimiques (y compris méthanol et ammoniac)	- La plupart des matériaux utilisés sont inflammables et explosifs, beaucoup sont toxiques et certains sont également cancérigènes. - Risques d'explosion potentiels en raison de la présence de composés hautement réactifs et des conditions de fonctionnement à haute pression. - De grandes quantités d'eau sont souvent utilisées et les eaux usées sont contaminées par des produits chimiques ou des sous-produits. - Les polluants atmosphériques comprennent les particules, les oxydes de soufre, les oxydes de carbone, les oxydes d'azote, l'ammoniac, les composés azotés et les composés chlorés. - Les déchets solides comprennent les catalyseurs usés, les matières premières résiduelles, les déchets de polymères, les boues provenant du nettoyage des réservoirs ou du contrôle de la pollution - L'exploitation des installations peut entraîner des émissions sonores importantes.
Raffinerie	- Les impacts environnementaux résultent principalement des émissions atmosphériques, des rejets d'eaux usées, des déchets solides, du bruit, des odeurs et des effets visuels ou esthétiques. - Les émissions atmosphériques comprennent le monoxyde de carbone, les particules, les hydrocarbures, les oxydes de soufre et les oxydes d'azote. Les émissions atmosphériques peuvent produire des odeurs désagréables et dégrader la qualité de l'air ambiant dans les environs. - De grandes quantités d'eau sont nécessaires et de grandes quantités d'eaux usées sont produites, ce qui peut polluer les eaux de surface. - Il existe un risque de contamination grave des eaux de surface, du sol et des eaux souterraines par des fuites ou des déversements accidentels de produits chimiques et d'hydrocarbures. - De grands volumes de déchets solides sont produits. - Des niveaux de bruit important sont générés. - Les matières premières et les produits pétroliers stockés à la raffinerie sont généralement combustibles ou explosifs et représentent des problèmes de santé et de sécurité pour les travailleurs et les communautés voisines.
Installations de stockage des hydrocarbures liquides	Les impacts environnementaux résultent principalement des émissions atmosphériques, des rejets d'eaux usées, des déchets solides, du bruit, des odeurs et des effets visuels ou esthétiques.

Infrastructures	Problématiques potentielles clés
	• Les émissions atmosphériques comprennent les hydrocarbures et les COV. Les émissions atmosphériques peuvent produire des odeurs désagréables et dégrader la qualité de l'air ambiant dans les environs. • Il existe un risque de contamination grave des eaux de surface, du sol et des eaux souterraines par des fuites ou des déversements accidentels de produits chimiques et d'hydrocarbures. • De grands volumes de déchets solides sont produits. • Des niveaux de bruit importants sont générés. • Les matières premières et les produits pétroliers stockés sont généralement combustibles ou explosifs et peuvent induire des problèmes de santé et de sécurité pour les travailleurs et les communautés voisines.
Réseau ferroviaire	<u>Phase de construction</u> • Les changements d'utilisation des terres, le déplacement de populations, peuvent impacter des sites du patrimoine culturel, des villages et des zones d'importance écologique, ou provoquer une interruption temporaire de la circulation routière. • Modifier le ruissellement, l'érosion des sols, l'instabilité des pentes, la dégradation de la qualité des eaux de surface. • Modifier les schémas de drainage, les impacts sur la végétation et l'approvisionnement en eau des zones humides. • Introduction d'espèces végétales envahissantes. • Fragmentation des habitats naturels, perte d'espèces et diminution de la biodiversité. • Obstacles pour les humains et la faune migratrice. • Créer des zones pour les implantations spontanées informelles. • Faciliter l'accès aux espaces naturels, les impacts sur la faune / flore, la chasse illégale. <u>Phase d'opération</u> • Les impacts environnementaux résultent principalement des émissions atmosphériques, des rejets d'eaux usées, des déchets solides, du bruit, des odeurs et des effets visuels ou esthétiques. • Les installations pour le stockage et dépotage de fuel induisent des risques pour la santé et la sécurité des travailleurs et des communautés voisines.
Utilisation du GPL comme carburant dans le secteur résidentiel	• L'utilisation du GPL présente de nombreux avantages environnementaux : le GPL est l'hydrocarbure qui produit le plus faible volume de GES et il n'entraîne pas de pollution de l'air. • Les principaux risques sont liés à l'usine d'embouteillage, nécessitant le stockage et la manutention de grandes quantités de gaz avec un potentiel d'accidents majeurs avec des conséquences sur les travailleurs et les communautés. • Le transport des bouteilles de GPL et l'utilisation du GPL par les communautés nécessitent une prise de conscience sur la manière d'utiliser les installations de GPL et ses dangers.

2.6.4. Directives de bonnes pratiques

Le tableau ci-dessus liste les mesures E&S clés décrites dans la Directive EHS de la SFI pour les installations pétrolières et gazières.

Figure 133 Directives EHS de la SFI pour les installations pétrolières et gazières offshore – Mesures clés

Thématique	Mesures clés
Environnement	
Emissions atmosphériques	- Quantifier et déclarer annuellement les émissions de GES > 10 000 tonnes par an - Éviter les opérations courantes de ventilation ou de torchage du gaz conformément à la norme d'application volontaire pour la réduction du volume mondial de gaz torché ou rejeté à l'atmosphère (Banque Mondiale). - Minimiser les émissions fugitives. - Éviter/minimiser l'incinération des fluides de test de puits.
Eaux usées	- Eaux usées à traiter avant rejet - Eau produite traitée et rejetée dans le milieu marin uniquement si aucune autre option réalisable n'est disponible. - Gérer l'évacuation des eaux d'essais hydrostatiques pour minimiser les impacts - Les rejets thermiques ne doivent pas augmenter la température de l'eau réceptrice de > 3 °C à moins de 100 m du point de rejet
Gestion des déchets	- Les déchets dangereux et non dangereux doivent être séparés en mer et expédiés à terre pour réutilisation, recyclage ou élimination. - Boues de forage à base d'huile à éviter. - Élimination des déblais de forage et du sable en mer à éviter si cela est techniquement possible. - Programme de gestion à développer pour la manipulation et l'élimination des matières naturellement radioactives.
Gestion des matières dangereuses	La préférence doit être donnée à l'utilisation de produits chimiques présentant le moins de dangers et de risques potentiels pour l'environnement et la santé
Bruit	Une évaluation d'impact doit être menée pour (i) identifier où et quand le bruit anthropique a le potentiel de créer des impacts significatifs et (ii) déterminer quelles mesures d'atténuation, le cas échéant, sont appropriées
Déversements	- Élaborer un plan de prévention et de contrôle des déversements. - Mettre en œuvre des mesures spécifiques de prévention et de contrôle des déversements.
Planification des interventions en cas de situation de déversement accidentel	Un plan d'intervention en cas de déversement doit être préparé et la capacité de mise en œuvre du plan doit être en place.
Opérations de chargement, de stockage, de traitement et de déchargement	- Des procédures pour les opérations de chargement, de stockage, de traitement et de déchargement, que ce soit pour les consommables ou pour les produits liquides, doivent être utilisées pour minimiser les risques de déversement. - Les unités flottantes (de production), de stockage et de déchargement (FSO / FPSO) et les unités flottante (de liquéfaction), de stockage et de déchargement (FSU / FLSU) doivent être soumis à une inspection et à une certification par un organisme national ou international approprié, conformément à l'Organisation Maritime Internationale (OMI). Les navires à double coque sont préférables, lorsqu'ils sont disponibles.
Démantèlement	- Les directives et normes internationalement reconnues publiées par l'OMI et OSPAR doivent être suivies pour le démantèlement des installations offshore. - Un plan de démantèlement préliminaire doit être élaboré durant les opérations et entièrement finalisé avant la fin d'exploitation.
Santé et sécurité au travail	- La santé et la sécurité au travail ainsi que les risques majeurs doivent être pris en compte dans le cadre d'une évaluation complète des risques - Un système de gestion de la santé et de la sécurité doit être développé
Préparation et réponse aux situations d'urgence	- Les installations offshore doivent établir et maintenir un niveau élevé de préparation aux situations d'urgence pour garantir que la réponse aux incidents soit efficace et mise en œuvre sans délai. Les accidents potentiels les plus graves doivent être identifiés par une évaluation des risques et des exigences de préparation appropriées doivent être élaborées. - Une équipe d'intervention d'urgence doit être mise en place
Santé et sécurité des communautés	Une évaluation complète des risques potentiels pour les communautés locales, les compagnies de navigation et les pêcheurs ainsi que pour l'environnement est nécessaire. Sur la base des conclusions de l'évaluation, des mesures adéquates pour éviter ou maîtriser les dangers doivent être prises et considérées dans la planification d'urgence.

Thématique	Mesures clés
	Des dispositions pour la gestion des impacts potentiels sur les communautés ou les aménagements résultant des impacts sur le rivage causé par des déversements d'hydrocarbures ou de produits chimiques doivent être incluses dans les plans d'intervention en cas de déversement

Le tableau ci-dessus liste les directives IOGP par thématique.

Figure 134 Principales directives IOGP

Thématique	Directives IOGP (https://www.iogp.org/bookstore/product-category/environment)
Gestion environnementale	- Gestion de l'environnement dans le secteur amont de l'industrie pétrolière et gazière - Un guide intersectoriel pour la mise en œuvre des mesures d'atténuation - Mise en œuvre de la norme ISO 50001 dans l'industrie pétrolière et gazière
Gaz à effet de serre et efficacité énergétique	- Compendium des informations relatives à l'efficacité énergétique et des émissions de GES - Torchage de gaz dans l'industrie de l'exploration et de la production pétrolière et gazière - Lignes directrices de l'industrie pétrolière pour le reporting des émissions de GES
Reporting environnemental	- Lignes directrices pour le reporting des actions relatives au développement durable pour l'industrie pétrolière et gazière - Comparaison des exigences de reporting des émissions de méthane - Cadre de reporting relatif au thème de changements climatiques de l'IPIECA
Biodiversité	- Principes fondamentaux relatifs à la biodiversité et des services écosystémiques - Bonnes pratiques pour la collecte de données relatives à la biodiversité (terrestre et marin) - Lignes directrices pour la protection de l'environnement pour l'exploitation pétrolière dans les forêts tropicales - Lignes directrices pour la protection de l'environnement pour les activités d'exploration et de production dans les zones de mangrove - Gestion des activités pétrolières et gazières dans les zones côtières
Levés sismiques	- Synthèse des principes fondamentaux pour la protection de la biodiversité et des services écosystémiques - Mesures de surveillance et d'atténuation des impacts recommandé pour les cétacés lors des campagnes sismiques marins
Risques naturels	Comprendre la sismicité induite associée aux opérations pétrolières et gazières
Gestion des déchets	Lignes directrices pour la gestion de déchets
Forage	- Technologie de gestion des déblais de forage - Devenir environnemental des rejets de forage en mer
Exploitation	- Évaluation fondée sur les risques des rejets en mer des eaux de production - Information relative à la radioactivité naturelle - Gestion des matières radioactives naturelles dans l'industrie pétrolière et gazière - Lignes directrices pour l'injection des eaux de production
Surveillance	- Indicateurs de performance environnementale - Mise en œuvre de la télédétection pour la surveillance de l'environnement - Surveillance de l'environnement offshore dans l'industrie pétrolière et gazière
Déversement accidentel	- Guide pour l'évaluation des côtes impacté par la pollution accidentelle des hydrocarbures - Guide pour le nettoyage des côtes impacté par la pollution accidentelle des hydrocarbures - Confinement et récupération des nappes de pollution accidentelle des hydrocarbures en mer - Planification des interventions d'urgence en cas de déversement d'hydrocarbures en mer - Contrôle in-situ du déversement d'hydrocarbures - Utilisation des dispersants - Évaluation économique des déversements accidentelles des hydrocarbures en mer, et évaluation des compensations - Lignes directrices pour l'évaluation de la mise en œuvre des mesures d'atténuation pour les déversements d'hydrocarbures - Impacts des déversements d'hydrocarbures sur l'écologie marine - Impacts des déversements d'hydrocarbures sur les côtes - Système de gestion des incidents pour l'industrie pétrolière et gazière

Thématique	Directives IOGP (https://www.iogp.org/bookstore/product-category/environment)
	• Surveillance des déversements d'hydrocarbures en mer • Principes pour la protection, le soin et la réhabilitation de la faune souillée par les hydrocarbures • Elaboration des plans anti-pollution : une introduction • Utilisation de la télédétection pour le suivi des nappes d'hydrocarbures en mer • Programme d'intervention sur les côtes du littoral • Exercices d'intervention • Élaboration d'une stratégie d'intervention à l'aide de l'analyse des avantages environnementaux nets • Guide pour l'évaluation des sols terre huilées •

Figure 135 Impacts négatifs potentiels et mesures d'atténuation pour les oléoducs et les gazoducs
(Manuel d'Evaluation Environnemental Banque Mondiale)

Impacts négatifs potentiels	Mesures d'atténuation
Direct(e)s	
Remise en suspension de sédiments toxiques provenant de la construction de pipelines offshore.	• Sélectionner un emplacement alternatif pour la pose du pipeline. • Utiliser des techniques alternatives de construction de pipelines pour éviter la remise en suspension des sédiments (i.e. enfouissement ou non d'un pipeline).
Interférence des pipelines offshore et côtiers avec les activités de pêche	• Sélectionner un tracé de pipeline loin des zones de pêche connues. • Marquer et cartographier l'emplacement des pipelines offshore. • Enfouir les pipelines en cas d'installation dans des zones de pêches importantes
Perte d'habitat et d'organismes le long des emprises de pipelines en mer et sur les sites des stations de pompage et de compression, et accès accru aux zones sauvages	• Sélectionner les emprises de manière à éviter les zones de ressources naturelles importantes. • Utiliser des techniques de défrichement appropriées (i.e. défrichage manuel ou défrichage mécanisé) le long des emprises pour maintenir la végétation le long du pipeline. • Replanter la végétation sur les sites impactés • Utiliser des techniques de construction alternatives
Érosion, ruissellement et sédimentation provenant de la construction du pipeline, du nivellement des routes d'accès et des installations des sous-station	• Sélectionner les emprises de manière à éviter les impacts sur les plans d'eau et les zones de reliefs. • Installer des pièges à sédiments ou des écrans pour contrôler la sédimentation issue du ruissellement. • Utiliser des techniques alternatives d'installation des pipelines visant à minimiser les impacts. • Stabiliser les sols mécaniquement ou chimiquement pour réduire le potentiel d'érosion.
Modification des schémas hydrologiques	• Sélectionner les emprises de manière à éviter les zones humides et les plaines inondables • Minimiser les remblaiements • Concevoir les dispositifs de drainage de manière à éviter tout impact sur les environs des installations
Espèces invasives et fragmentation des habitats	• Sélectionner des corridors et emprises évitant les espaces naturels et habitats sensibles • Maintenir la couverture végétale au-dessus du pipeline. • Prendre des dispositions pour éviter d'interférer avec les régimes de feux naturels
Perte d'utilisation des terres due à l'installation de pipelines et de sous-stations	• Sélectionner les emprises de manière à éviter les terres cultivées ou utilisées par les communautés • Concevoir les installations de manière à en minimiser les emprises • Minimiser les impacts sur l'utilisation temporaires des terres hors site pendant la construction. • Pour les pipelines enfouis, restaurer les zones affectées le long de l'emprise.
Création de barrières limitant les déplacement	• Sélectionner des emprises évitant les corridors fauniques. • Surélever ou enfouir les pipelines de manière à ne pas créer d'effet barrière.
Augmentation du trafic en raison des travaux de construction.	• Phaser les activités de construction afin de limiter • Construire des itinéraires de circulation alternatifs

Contamination chimique par les déchets et les déversements accidentels d'hydrocarbures.	• Élaborer des plans de prévention et de nettoyage des déchets et des déversements. • Utiliser des techniques de confinement des déversements. • Nettoyer et restaurer les zones impactées.
Risques de fuite ou de rupture de gazoduc.	• Marquez clairement les emplacements des pipelines enfouis dans les zones à forte fréquentation • Élaborer des plans et des procédures d'évacuation d'urgence. • Surveiller les fuites éventuelles • Installez des alarmes pour avertir les populations en cas d'accident
Indirect(e)s	
Afflux de population pendant la construction dans les environs du projet	• Élaborer un plan détaillé pour la gestion de l'afflux de population et le développement associé • Construire des installations et apporter un soutien financier aux infrastructures existantes.
Développement des accès à des naturelles sensibles	• Élaborer des plans de protection et de gestion pour ces zones. • Construction de barrières (i.e. Clôtures) pour interdire l'accès aux zones sensible

Sélection des sites pour les installations industrielles

Les sites pour les installations industrielles sont sélectionnés sur la base de facteurs économiques et techniques, notamment: un terrain favorable, l'accès aux matières premières, aux sources d'énergie, au transport et à la main-d'œuvre, l'emplacement et la taille des marchés ou des zones de service, et la disponibilité des services publics et autres services de soutien essentiels pour une exploitation réussie de l'installation. Le choix du site devrait également inclure des considérations sur l'environnement naturel et socioculturel et sur l'acceptation par les communautés qui pourraient être affectées, positivement ou négativement.

Cette démarche pourrait faire objet d'un décret spécifique ou par l'intégration dans la législation nationale de la Sénégal. Cet aspect sera développé dans la Phase 4 de l'élaboration du plan directeur.

Les méthodologies utilisées pour la sélection d'un site comprennent 7 éléments:

- Établir une liste restreinte de sites potentiels (peut inclure à la fois des sites préférés et des sites alternatifs).
- Caractériser chaque site en termes de sensibilités écologiques et socioculturelles.
- Effectuer une analyse de la capacité à assimiler les impacts sur chaque site selon un ensemble de critères de prévention de la dégradation des ressources naturelles et socioculturelles.
- Éliminer les sites présentant de graves limitations environnementales.
- Pour les sites restants, identifier des mesures pour éviter ou atténuer les impacts, y compris la prise en compte de la faisabilité technique et institutionnelle, de la fiabilité et du coût du cycle de vie.
- Entreprendre des consultations avec les communautés affectées.
- Utilisez un système de notation pour classer les alternatives et sélectionner le site préféré.

Les sites peuvent être "présélectionnés", soit dans le cadre d'un processus de planification et de zonage qui réduit la gamme des alternatives aux zones désignées pour l'industrie, soit dans le cadre de politiques de développement qui cherchent à localiser le développement industriel dans les zones industrielles. Si la planification, le zonage et le choix de l'emplacement de la zone industrielle sont basés sur des critères environnementaux, il peut ne pas être nécessaire d'effectuer une analyse supplémentaire de l'emplacement, ou les études requises peuvent être limitées à des questions particulières, telles que la nécessité de prétraiter les eaux usées d'une usine proposée. Les sites doivent être comparés et sélectionnés sur la base d'un ensemble complet de critères d'implantation, les exemples incluent les suivants:

- Distances par rapport aux zones sensibles d'un point de vue écologique ou autre¹⁶.
- Distance par rapport à la ligne cotidale (hautes eaux) pour les zones côtières.
- Distance par rapport à la limite naturelle ou modifiée de la plaine inondable.
- Distance par rapport à la limite de croissance projetée des principales zones peuplées.
- Ampleur de la perte de ressources naturelles.
- Ampleur de la perte de terres agricoles de premier ordre.

¹⁶ Sites du patrimoine culturel, zones pittoresques, stations balnéaires, zones côtières et estuaires qui sont d'importants lieux de reproduction, parcs nationaux et zones protégées, lacs et marécages naturels et zones tribales.

- Étendue de l'espace disponible sur place pour permettre le stockage des déchets solides ainsi que le traitement et la réutilisation appropriés des eaux usées.
- Disponibilité d'espace pour une «zone tampon verte » autour du périmètre du site.
- Ampleur potentielle des impacts visuelles sur des récepteur alentours
- Risque d'impacts sur la zone de recharge de l'aquifère lié à l'utilisation actuelle ou possible de de la ressource en eau, ou sur le bassin versant alimentant des réservoirs publics d'approvisionnement en eau.
- Qualité du bassin atmosphérique.
- Risque d'impacts sur les habitats d'espèces menacées.
- Proximité des établissements de de santé, des écoles et des quartiers résidentiels.
- Capacité des installations locales et régionales pour l'élimination des déchets dangereux.
- Capacité des systèmes de gestion des eaux usées municipaux locaux et régionaux.
- Ampleur du déplacement physique et économique

2.6.5. Objectifs de développement durable

Le tableau ci-dessous résume les objectifs de développement durables définis par les Nations Unies et les exigences associées recommandés par IPIECA (the Global Oil and Gas Industry Association for Environmental and Social Issues)¹⁷.

Figure 136 Objectifs et stratégie de développement durable

Objectifs	Exigences pour les entreprises internationales des secteurs pétrolier et gazier	Actions gouvernementales
[1]. Pas de pauvreté	• Engager un processus de collaboration avec les communautés pour développer des accords de développement communautaire adaptés à leurs contextes locaux spécifiques et conclure un accord formel pour garantir le bénéfice des communautés locales. • Pour d'autres actions, voir [7], [16], [13], [8] et [5].	
[2]. Faim « zéro »	• Évaluer de manière collaborative la manière dont les opérations proches de l'agriculture de subsistance ou de la production alimentaire à petite échelle (y compris la pêche) peuvent coexister de manière constructive. • Planifier des infrastructures qui peuvent également profiter à l'agriculture ou à la pêche. • Partager les connaissances sur l'efficacité énergétique et la réduction des GES avec les entreprises de fabrication d'engrais chimiques. • Pour d'autres actions, voir [13].	
[3]. Bonne santé et bien être	• Effectuer des évaluations d'impact sur la santé et préparer des plans d'action santé pour les employés et les communautés. • Effectuer des évaluations des risques professionnels, gérer les risques en concevant des installations sûres, préparer et mettre en œuvre des politiques de sécurité et des formations, fournir des équipements de protection individuelle. • Protéger les travailleurs et les communautés des maladies infectieuses, des maladies non transmissibles, des maladies mentales et de la toxicomanie en	• Renforcer les systèmes de santé publique afin qu'ils puissent répondre aux risques sanitaires et aux épidémies potentiellement exacerbés par le développement de projets pétroliers et gaziers

¹⁷ Mapping of the Oil and Gas Industry to the Sustainable Development Goals: An Atlas (IPIECA, IFC, UNDP, 2017)

Objectifs	Exigences pour les entreprises internationales des secteurs pétrolier et gazier	Actions gouvernementales
	élaborant et en mettant en œuvre des stratégies de prévention et d'intervention. • Concevoir des programmes de prestations pour améliorer l'accès aux services préventifs. • Prévenir et atténuer les effets sur la santé des émissions atmosphériques et des rejets d'effluents (voir [7], [9], [11], [12] et [13]). • Promouvoir la sécurité routière.	
[4]. Education de qualité	• Établir une stratégie d'entreprise pour le contenu local¹⁸ (« Local content ») afin de promouvoir le développement durable conformément à la politique gouvernementale. • Évaluer les lacunes en matière de compétences et investir dans l'éducation, la formation de la main-d'œuvre et les programmes techniques pour combler les lacunes. • Investir dans l'éducation et la formation à l'utilisation responsable de l'énergie et aux nouvelles technologies. • Soutenir les efforts nationaux d'éducation et de développement des compétences.	• Appliquer la politique de contenu local aux entreprises internationales et nationales • Développer des centres d'éducation et de formation au secteur pétrolier et gazier
[5]. Egalité entre les sexes	• Développer des politiques de contenu local intégrant une approche genre • Soutenir la participation pleine et effective des femmes à tous les niveaux de prise de décision. • Développer les opportunités d'emploi pour les femmes et la représentation féminine dans la direction. • S'associer avec le gouvernement du Sénégal pour anticiper et atténuer les impacts négatifs, par exemple par le biais de campagnes d'information publique sensibles au genre sur des sujets pertinents. • Établir des partenariats avec des établissements d'enseignement pour développer l'intérêt des femmes pour l'enseignement des STEM - sciences, technologie, ingénierie et mathématiques - afin d'autonomiser les femmes dans l'industrie pétrolière et gazière	• S'associer avec des sociétés pétrolières et gazières internationales et nationales pour anticiper et atténuer les impacts négatifs, par exemple, par le biais de campagnes d'information publique sensibles au genre sur des sujets pertinents.
[6]. Eau propre et assainissement	• Développer une stratégie de gestion de l'eau dans l'entreprise. • Comprendre la gestion des risques de pénurie d'eau. • Maximiser l'efficacité de l'utilisation de l'eau. • Gérer les eaux produites et les eaux usées avec un traitement, un rejet et une surveillance appropriés conformément à la réglementation. • Adopter une approche participative de la gestion de l'eau.	• Étudier l'implantation des futures installations pour éviter la dégradation des ressources en eau. • Soutenir les initiatives de protection et d'accès aux ressources en eau. • Définir des valeurs limites de rejet d'eaux usées conformément aux meilleures pratiques de l'industrie, les intégrer dans la réglementation environnementale du Sénégal et faire respecter la conformité par les opérateurs pétroliers et gaziers.

¹⁸ Le concept de « local content » ou « contenu local » désigne pour une entreprise multinationale le fait d'intégrer dans ses processus de production, des entreprises et de la main-d'œuvre locale dans les pays étrangers où celle-ci a des activités

Objectifs	Exigences pour les entreprises internationales des secteurs pétrolier et gazier	Actions gouvernementales
	Partager l'usage des infrastructures liées à la gestion de l'eau	- Développer des politiques conjointes eau-énergie. - Promouvoir la participation des sociétés pétrolières et gazières opérant à terre dans les programmes de gestion de l'eau au niveau des bassins versants
[7]. Energie propre et d'un coût abordable	- Travailler avec les communautés locales pour déterminer la meilleure façon d'accorder les investissements dans les projets avec les besoins des communautés et tirer le meilleur parti des opportunités pour développer des infrastructures énergétiques à usage partagé. - Mettre en œuvre les meilleures pratiques de l'industrie en matière d'efficacité énergétique dans l'exploitation et la production.	- Accroître la part du gaz naturel dans le mix énergétique du Sénégal. - Accroître la part des énergies et technologies alternatives dans le mix énergétique du Sénégal. - Développer une stratégie d'accès à l'énergie à long terme qui soit cohérente avec l'objectif de renforcer la réponse mondiale au changement climatique. - Fournir une énergie d'un coût abordable pour la consommation domestique: l'accès peut être rendu possible en reflétant le coût réel de l'énergie de manière transparente, en tirant le meilleur parti des actifs déjà en place et en recherchant les options les moins coûteuses. - Créer un climat d'investissement attractif pour les nouveaux services énergétiques. - Créer un cadre politique / réglementaire qui soutient le développement de sources d'énergie à faibles émissions de GES. - Développer les interconnexions régionales pour les énergies renouvelables et l'accès au gaz naturel.
[8]. Travail décent et croissance économique	- Effectuer une évaluation des compétences et communiquer des attentes raisonnables et réalistes - Développer des politiques claires et transparentes sur le recrutement, l'emploi et le renforcement des capacités des employés. - Favoriser le plein emploi local et le développement de la main-d'œuvre grâce à l'éducation et aux programmes de formation. - Incorporer les entreprises locales dans la chaîne d'approvisionnement, soit par l'approvisionnement direct de biens et services par l'entreprise, soit par l'approvisionnement indirect via des sous-traitants. - Soutenir les programmes gouvernementaux pour renforcer la capacité des entreprises locales	- Promouvoir la diversification économique pour atteindre des niveaux plus élevés de productivité économique. - Dialogue multipartite pour promouvoir des politiques axées sur le développement. - Développer des programmes d'entreprise pour renforcer la capacité des entreprises locales qui approvisionnent les sociétés pétrolières et gazières internationales afin de les rendre compétitives et de développer les pratiques santé, sécurité et main-d'œuvre au niveau requis. - Les politiques doivent également définir ce que signifie «local», car l'impact sur le développement de l'approvisionnement auprès d'entreprises situées à proximité du projet sera probablement très différent de celui d'une entreprise internationale n'ayant qu'une implantation dans le pays hôte.
[9]. Industrie, innovation et infrastructures	- Améliorer les infrastructures et technologies existantes pour les rendre durables. - Évaluer les opportunités potentielles d'infrastructures à usage partagé.	Développer l'accès à l'énergie hors réseau dans les zones rurales et isolées en fournissant un accès au butane et aux énergies renouvelables (éolienne et solaire).

Objectifs	Exigences pour les entreprises internationales des secteurs pétrolier et gazier	Actions gouvernementales
	Améliorer les capacités technologiques et le transfert de connaissances, par exemple en octroyant des licences ou en vendant des technologies à des entreprises ou fournisseurs locaux et / ou en produisant des efforts conjoints de recherche et de développement, des coentreprises, des partenariats entre des sociétés pétrolières internationales et nationales/publiques, des échanges universitaires ou des partenariats public-privé.	
[10]. Inégalités réduites	- S'acquitter de toutes les redevances fiscales de manière transparente - Évaluer et prévenir les impacts des inégalités dans la planification des projets, en utilisant les évaluations d'impact socio-économiques et sur les droits humains pour identifier les moyens de prévenir les risques et impacts accrus sur les groupes marginalisés. - Assurer la transparence en ce qui concerne les revenus et impliquer les parties prenantes pour éviter de créer des tensions sociales en définissant des attentes raisonnables liées aux avantages potentiels locaux et nationaux d'une entreprise pétrolière et gazière et en identifiant les moyens pour les entreprises et les communautés locales de mieux travailler ensemble. - Atténuer les impacts du changement climatique (voir [13] ci-dessous). - Fournir un accès à l'énergie (voir [7] ci-dessus).	- Améliorer la gestion des recettes fiscales et améliorer la gouvernance locale afin que les recettes fiscales soient investies judicieusement au profit de la population locale. - Orienter les revenus issus des ressources pour atteindre une croissance économique plus large et éviter le « syndrome hollandais » - où le développement du pétrole et du gaz provoque un afflux de devises étrangères qui augmente la valeur de la monnaie nationale, rendant les industries nationales moins compétitives.
[11]. Villes et communautés durables	- Mettre en œuvre des processus de gestion, protection et sauvegarde du patrimoine culturel et naturel. - Les nouveaux projets ou les agrandissements d'installations doivent être planifiés à l'avance pour réduire les impacts potentiels sur les communautés. - Travailler avec les autorités locales et les communautés pour planifier et suivre les migrations des demandeurs d'emploi et des entrepreneurs de l'extérieur de la zone pour développer et mettre en œuvre des stratégies d'atténuation.	Coordonner une planification rigoureuse du développement urbain et régional. Planifiez les futures villes avec des systèmes municipaux et résidentiels à haut rendement, des systèmes de transport public robustes, une gestion améliorée des déchets et des infrastructures intégrées.
[12]. Consommation et production responsables	- Intégrer l'approche de gestion des produits (« product stewardship ») dans les systèmes de gestion de l'entreprise, y compris l'analyse du cycle de vie des produits et le développement de processus de gestion des déchets. - Introduire une gestion écologiquement rationnelle et efficace des produits chimiques et des déchets. - Améliorer la durabilité de la chaîne d'approvisionnement	- Promouvoir une approche coordonnée pour plus de durabilité entre les sociétés pétrolières et gazières, le gouvernement et les ONG, comme le groupe de travail sur les carburants et les produits de l'APIECA. - Soutenir le développement de projets intersectoriels de gestion des déchets
[13]. Mesures relatives à la lutte contre les changements climatiques	Travailler avec les gouvernements, les universités et la société civile pour promouvoir les technologies de soutien, telles que la séquestration géologique du dioxyde de carbone à grande échelle, afin de contribuer à la réalisation des	- Élaborer des mesures politiques. - Promouvoir des projets de séquestration géologique du dioxyde de carbone à grande échelle

Objectifs	Exigences pour les entreprises internationales des secteurs pétrolier et gazier	Actions gouvernementales
	engagements du Sénégal en matière d'émissions de GES. • Développer une compréhension globale des implications du changement climatique sur les activités, y compris les risques économiques et physiques pour les infrastructures et les opérations. • Assurer la résilience au changement climatique des installations et des infrastructures et mettre en œuvre des stratégies d'adaptation et de gestion. • Soutenir les programmes pour éviter la dégradation des terres et pour la restauration des terres dégradées, par exemple en participant directement aux programmes nationaux de réduction des émissions provenant de la déforestation et de la dégradation des forêts (REDD +) soutenus par l'ONU (par exemple, par l'achat de crédits ou l'investissement dans un programme innovant mécanisme de financement). • Minimiser les émissions de GES en adoptant les meilleures pratiques en matière d'efficacité énergétique, de réduction des émissions de torchage et fugitives et en minimisant les émissions de méthane	
[14]. Vie aquatique	• Incorporer les évaluations environnementales dans les plans de gestion. • Contribuer à réduire le taux d'acidification des océans, en diminuant les émissions de GES (voir [13], et soutenir des programmes tels que la « Blue Carbon Initiative » qui vise à protéger les écosystèmes côtiers qui séquestrent et stockent le carbone. • Adopter les meilleures pratiques en matière de gestion des risques et de prévention des déversements. Appliquer les normes de prévention de la pollution convenues au niveau national et régional. • Préparer des plans d'intervention en cas de déversement. • Transférer et partager les connaissances sur le milieu marin et les technologies associées. Assurer une coordination avec les organismes de recherches sur la biodiversité du Sénégal et d'autres parties prenantes.	• Se préparer à la gestion d'un déversement majeur d'hydrocarbures. • Nettoyer et assainir les zones qui ont été polluées par les opérations pétrolières et gazières antérieures. • Mettre en œuvre les meilleures pratiques de l'industrie (BIP) pour la prévention de la pollution. • Ratifier les conventions de l'OMI concernant l'intervention en cas de déversement
[15]. Vie terrestre	• Intégrer les principes et considérations de conservation de la biodiversité et des services écosystémiques dans les systèmes de gestion d'entreprise. Coordonner les programmes avec les stratégies et plans d'action nationaux pour la biodiversité. • Mettre en œuvre la hiérarchie d'atténuation pour d'abord éviter et minimiser les impacts avant d'envisager des mesures correctives (la restauration et les compensations doivent être un dernier recours). Rechercher des opportunités de conservation.	Promouvoir la mise en place d'un partage des connaissances multi-acteurs.

Objectifs	Exigences pour les entreprises internationales des secteurs pétrolier et gazier	Actions gouvernementales
	- Minimiser les impacts par l'utilisation de nouvelles technologies. • Si, après évitement, minimisation et restauration, les opérations ont encore des impacts négatifs sur l'environnement, les entreprises devraient mettre en œuvre des actions de compensations de biodiversité pour éviter toute perte nette de biodiversité. - Adopter une approche de conservation à l'échelle du paysage où la conservation et la gestion des impacts sont considérées de manière holistique au lieu d'employer une approche basée sur le site.	
[16]. Paix, justice et institutions efficaces	- Intégrer les notions de respect des droits de l'homme dans les évaluations d'impact. - Mener des consultations des communautés transparentes et inclusives pour permettre le respect des droits des communautés potentiellement affectées. - Assurer une gestion rapide et responsable des requêtes et des préoccupations des communautés. - Mener un engagement communautaire spécifique avec les peuples autochtones, conformément à la Déclaration des Nations Unies sur les droits des peuples autochtones et à la convention de l'OIT - Intégrer des systèmes anti-corruption.	- Développer les institutions grâce aux Compagnies Pétrolières Nationales - Accroître la responsabilité, l'efficacité et la transparence des institutions.
[17]. Partenariats pour la réalisation des objectifs	- Développer et diffuser des technologies énergétiques durables - Participer au dialogue	- Renforcer les capacités du gouvernement. - Renforcer la coordination entre les initiatives. - Incorporer les ODD dans les politiques. - Appliquer les indicateurs ODD.

Source : Mapping of the Oil and Gas Industry to the Sustainable Development Goals: An Atlas (IPIECA, IFC, UNDP, 2017)

2.7. Appendix A - Agenda Protection Environnement

Contexte

Rapport du Sénégal sur les contributions déterminées au niveau national (NDC) (avril 2020). C'est l'un des engagements de l'Accord de Paris pour que les Etats préparent ce rapport.

Le rapport du NDC contient de l'information qui devrait probablement être prise en considération lors de la définition des scénarios de la phase 2.

Pour résumer, le NDC a fixé :

- Un objectif inconditionnel de réduction de 7,6 à 10 % des émissions de gaz à effet de serre (période 2025-2030) du secteur de l'énergie par des moyens nationaux.
- Un objectif conditionnel de réduction de 35,4 à 41,2 % par des moyens nationaux et une aide financière internationale.

Les réductions du secteur de l'énergie sont par rapport à un scénario de « business as usual » (BAU). Le scénario du BAU suppose qu'il y a une augmentation importante de la production d'électricité pour atteindre l'objectif PSE d'accès universel à l'électricité d'ici 2025 et le développement du secteur industriel. Une capacité supplémentaire de 1 000 MW est nécessaire (80 % du charbon et 20 % des énergies renouvelables (à l'exclusion de l'hydroélectricité)).

- L'objectif inconditionnel de réduction des émissions est atteint en utilisant des centrales au gaz pour la production d'électricité (supposée être de 300 MW) et 700 MW d'énergies renouvelables (éoliennes et hydroélectriques).
- L'objectif conditionnel est atteint en utilisant 300 MW supplémentaires provenant de l'énergie éolienne, solaire et biogaz supplémentaire. c'est-à-dire produite à partir d'énergies renouvelables.

L'utilisation du charbon de bois et du bois de chauffage sera progressivement éliminé :

- L'objectif inconditionnel est atteint en fournissant du butane et du biogaz à 800 000 ménages et en construisant 27 000 bio-digesteurs d'ici 2030.
- L'objectif conditionnel est atteint en fournissant du butane et du biogaz à 1 500 000 ménages et en construisant 48 000 bio-digesteurs d'ici 2030.

Des mesures d'efficacité énergétique (diverses) seront mises en place pour réduire la demande d'énergie de 126,8 MW et de 687,9 MW pour les objectifs inconditionnels et conditionnés respectivement.

Une approche similaire s'applique au secteur de l'industrie. Toutefois, les émissions de GES de l'industrie sont relativement faibles (8 % des émissions nationales) et l'objectif de réduction conditionnelle est de 0 % et l'objectif inconditionnel de réduction est de 4 à 8,1 %.

Le NDC rappelle l'objet PSE pour l'industrie, qui est de développer des parcs industriels pour soutenir l'agriculture et la fabrication industrielle, et la monétisation des ressources minérales (phosphates, zircon et minerais de fer).

L'objectif inconditionnel sera atteint en améliorant l'efficacité énergétique, la réutilisation des déchets solides, l'utilisation du gaz naturel.

Pour ce qui est des émissions de GES du secteur des transports, elles ne sont pas incluses dans le rapport du NDC, de sorte que nous pourrions supposer qu'elles sont presque négligeables par rapport aux émissions nationales. Toutefois, le NDC fixe un objectif de réduction des émissions de 4,2 à 6,3 % en développant les transports publics et en faisant la promotion des véhicules hybrides.

Les engagements globaux du Sénégal dans le cadre de l'accord de Paris sont relativement modestes. Les engagements conditionnels sont susceptibles d'être réalisables en grande partie par les actions suivantes :

- Conversion de la production d'énergie du mazout au gaz naturel.
- Mise en œuvre complète d'un « programme de cuisson propre » qui remplace le charbon de bois par le GPL.
- Mise en œuvre limitée des biogaz et des biodigesteurs.

Toutefois, le Sénégal a le potentiel d'investir dans d'autres initiatives, qui pourraient soit faciliter la réalisation des objectifs de Paris, soit permettre au pays de faire preuve de leadership dans le programme de décarbonisation. Il y a trois options qui, selon nous, méritent d'être revues : les biocarburants et les carburants renouvelables, la substitution du diesel au gaz naturel dans les véhicules lourds et les transports publics, et l'électrification du parc de véhicules.

2.7.1. Les bio carburants

Description du projet

L'une des voies les plus immédiates pour parvenir à une réduction des émissions de combustibles fossiles est la mise en œuvre d'un mandat sur les biocarburants. Ces mandats ont été progressivement introduits dans l'Union européenne et en Amérique du Nord depuis la fin des années 1990. Ils exigent maintenant le déploiement d'un minimum de 10 % de biocarburants dans les carburants de transport.

Nous voyons la possibilité pour le Sénégal de prendre le leadership sur l'agenda des biocarburants. Il y a peu de production de biocarburants en Afrique, mais c'est un continent qui est riche en agriculture. Le Sénégal est un importateur net de carburants de transport et les investissements dans la production de biocarburants sont beaucoup moins chers que les investissements dans des capacités de raffinage supplémentaires. Il peut également y avoir des options pour le Sénégal de connecter un programme de biocarburants avec son secteur agricole ou à d'autres opérations de production telles que le raffinage du sucre.

Contexte

Les biocarburants sont des carburants fabriqués à partir de matières renouvelables telles que les céréales, les huiles végétales ou la biomasse. Il existe de nombreuses formes de biocarburants, mais les principaux biocarburants utilisés à l'échelle mondiale sont l'éthanol et le biodiesel.

Les biocarburants sont utilisés pour trois raisons principales :

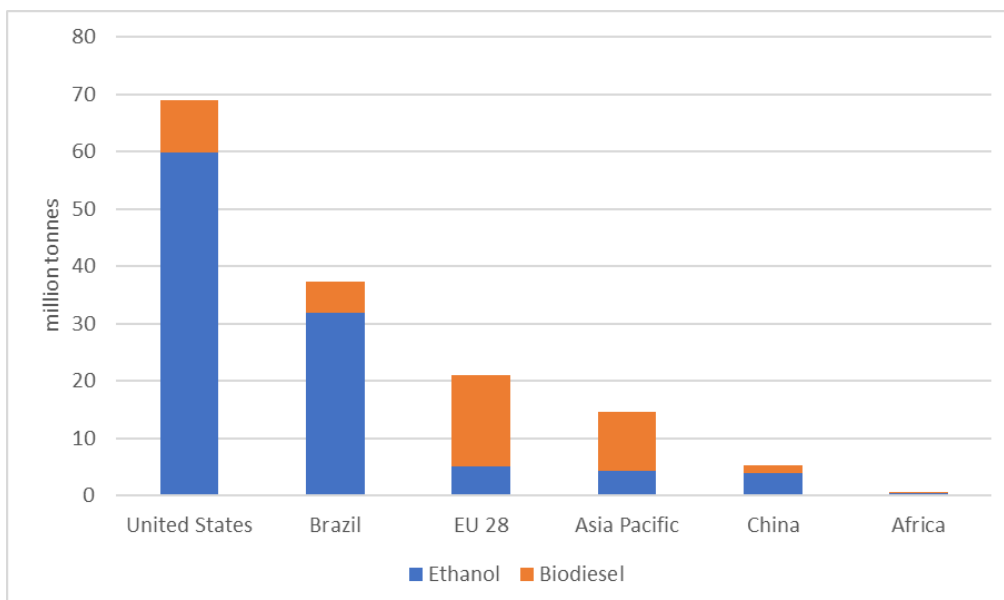
- Changement climatique - réduire les émissions de gaz à effet de serre (GES)
- Sécurité énergétique
- Agriculture / développement économique

Il existe deux grandes catégories de biocarburants : la première génération et la deuxième génération. La catégorisation dépend de la matière première utilisée pour produire le biocarburant. Les biocarburants de première génération sont ceux fabriqués directement à partir de matières premières cultivées. Les carburants de deuxième génération sont ceux fabriqués à partir de matières premières qui, soit ne sont pas en concurrence dans la chaîne d'approvisionnement alimentaire, soit ne causent pas de dégradation significative de l'utilisation des terres, comme la déforestation. Les économies avancées mettent de plus en plus l'accent sur les biocarburants fabriqués à partir de sources durables, en évitant ces impacts négatifs sur l'environnement et la concurrence avec la chaîne d'approvisionnement alimentaire. Toutefois, les biocarburants de « première génération » sont encore la principale production d'aujourd'hui.

Les biocarburants ont tendance à être classés en fonction de leur type de matière première. Pour l'éthanol, il s'agit généralement de canne à sucre ou de betterave à sucre. Pour le biodiesel, il peut être l'un d'une variété de types de matières premières. Les biodiesels sont chimiquement un ester méthyle d'acide gras (FAME), et les noms sont dérivés de cela et du type de matière première. Pour...

- FAME = Fatty Acid Methyl Ester
- RME = Rapeseed Oil Methyl Ester
- PME = Palm Oil Methyl Ester
- TME = Tallow Methyl Ester
- UCOME = Used Cooking Oil Methyl Ester

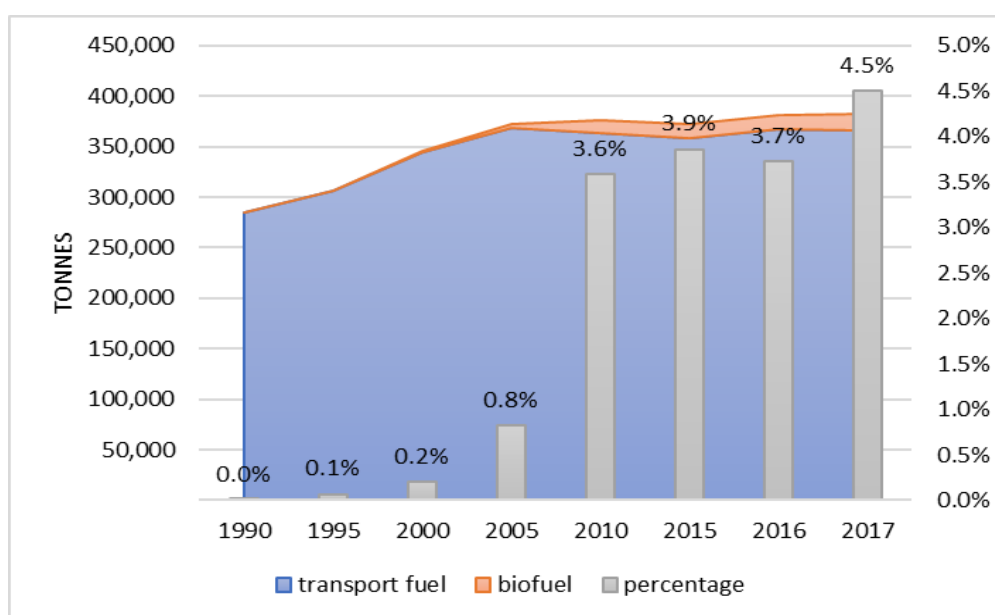
La production de biocarburants est dominée par des régions où les mandats sont forts (Union européenne et États-Unis) et d'autres pays qui ont bâti une économie forte en matière de biocarburants (en particulier le Brésil et l'Indonésie). Il y a très peu de production de biocarburants en Afrique.

Figure 137 Production biocarburant - 2019

Source: IEA 2020 Renewables Energy Market Update

L'utilisation de biocarburants cible généralement le secteur des transports. Ils sont plus utiles dans les situations où la substitution par d'autres alternatives renouvelables telles que le biogaz, l'électricité ou l'énergie solaire n'est pas pratique (p. ex., transport routier, aviation). Mais ils ont des limites lorsque que le stockage à long terme du carburant est peut-être nécessaire, car certains biocarburants peuvent se dégrader au fil du temps.

L'utilisation des biocarburants est relativement récente, mais la croissance a été rapide, la consommation ayant augmenté pour passer de moins de 20 millions de tonnes au début des années 2000 à plus de 110 millions de tonnes en 2016. Le principal moteur de cette hausse a été les politiques gouvernementales, tirées par les mandats et les subventions.

Figure 138 Utilisation carburant UE

Source: Eurostat

Économiquement, les biocarburants ne sont pas toujours compétitifs par rapport aux combustibles fossiles. La capacité de production d'éthanol est très répandue, principalement aux États-Unis et au Brésil. Une grande disponibilité des matières premières permet aux producteurs d'éthanol d'obtenir des prix concurrentiels par rapport à l'essence. Par conséquent, l'éthanol qui entre dans l'essence comme biocarburant est généralement à

peu près le même prix que l'essence dans laquelle il se fond. Inversement, la disponibilité des matières premières et les différences technologiques signifient que les coûts de production du biodiesel sont plus élevés que le diesel minéral. Les composants des biodiesels tels que FAME ont tendance à être beaucoup plus chers que les stocks de mélange diesel de base, de sorte que, avec les coûts de production, plus le volume de biocarburants ajoutés, plus le prix du diesel augmente. Il existe également certaines limitations techniques et de qualité des biocarburants en tant que composants combustibles.

Par conséquent, l'adoption des biocarburants doit généralement être motivée par des interventions politiques gouvernementales.

Options de production

Comme nous l'avons déjà mentionné, les coûts d'investissement pour la production d'éthanol ou de biodiesel sont relativement faibles, certainement par rapport à la capacité de raffinage des combustibles fossiles. La technologie est relativement simple, et les processus chimiques ne nécessitent pas un apport énergétique élevé. Pour les biodiesels, si la qualité des matières premières est maintenue, il y a peu de séparation après la production qui doit être faite avant que le produit puisse être utilisé dans un processus de mélange. Pour l'éthanol, la distillation du produit fermenté pour séparer l'éthanol de l'eau est une partie intrinsèque du processus.

Par conséquent, la production d'éthanol et de biodiesel est souvent située près de la source de matières premières. Pour le Sénégal, une autre option pourrait consister à situer une telle production près de la raffinerie de Dakar ou des réservoirs où l'essence et le diesel importés seraient reçus, afin que le biocarburant puisse être mélangé aux combustibles fossiles dans le rapport requis.

Options économiques et compromis

Nous avons examiné certaines des options de production de biocarburants dans le contexte de la production actuelle de matières premières, de sucre raffiné et d'huile comestible du Sénégal.

D'après les informations publiées par le Fonds monétaire international (FMI), nous comprenons que le Sénégal est déjà un exportateur d'huile comestible. « Les arachides sont la culture commerciale prédominante du Sénégal depuis l'époque coloniale, et le Sénégal est un important producteur d'huile d'arachide. L'huile d'arachide est relativement chère, cependant, de sorte que la majeure partie de l'huile d'arachide produite au Sénégal est exportée, tandis que la consommation intérieure est dominée par des huiles de palme importées moins chères et, jusqu'à récemment, de soja >> ¹⁹

Nous comprenons également que le Sénégal est un important producteur et exportateur de graines de tournesol et d'huile.

Parmi les huiles mentionnées, celles généralement utilisées pour la production de biodiesel sont le palmier, le soja et le tournesol. De ce nombre, que le tournesol est actuellement une culture d'exportation pour le Sénégal. Le convertir en biodiesel réduirait les exportations, mais réduirait également les besoins d'importation de diesel. Par ailleurs, le Sénégal pourrait choisir de maintenir son programme actuel d'exportation d'huile comestible et d'étendre son programme d'importation existant d'huile de palme et de soja pour alimenter la production de biodiesel.

Pour l'éthanol, le sucre raffiné ou le sirop est nécessaire pour la production d'éthanol de première génération. Le Sénégal importe environ 50 % de sa demande de sucre. Elle produit environ un million de tonnes de canne à sucre par an, ce qui se traduit par environ 100 000 tonnes de sucre raffiné. Le sucre est le plus grand employeur privé du Sénégal. ²⁰

Étant donné que le Sénégal est déjà un important importateur net de sucre, la production d'éthanol semble superficiellement moins attrayante que la production de biodiesel. Toutefois, la production d'éthanol à partir de canne à sucre et d'autres matières premières présente des avantages. Ce qui rend l'éthanol à partir de canne à sucre supérieur à celui d'autres matières premières (p. ex., le maïs), c'est la bagasse qui vient avec la canne à sucre. Les procédés d'éthanol de première génération à partir de canne à sucre ont un équilibre énergétique positif, ce qui signifie qu'il est non seulement autosuffisant en énergie, mais qu'il peut exporter l'énergie excédentaire habituellement comme électricité. L'utilisation du procédé combiné chaleur et énergie (CHP) est

¹⁹ Source: FMI (« Race to the Next Income Frontier », Ali Mansoor, Salifou Issoufou et Daouda Sembene, avril 2018).

²⁰ Ibid

le moyen le plus efficace de produire de l'électricité. Par conséquent, le Sénégal aurait la possibilité de détourner une partie de sa production indigène de canne à sucre vers la production d'éthanol carburant et de compenser le déficit par l'augmentation des importations de sucre raffiné. Il s'agit d'un compromis par rapport à l'importation de l'éthanol carburant ou de l'essence, mais soutiendrait les industries existantes ainsi que la construction d'une nouvelle économie autour de la production de carburant renouvelable.²¹

Structures potentielles pour un programme sénégalais de biocarburants

Comme nous l'avons déjà vu, l'utilisation des biocarburants à l'échelle mondiale est principalement motivée par des politiques sous la forme d'un mandat ou d'une incitation fiscale. La motivation derrière les mandats en matière de biocarburants est généralement un mélange de soutien à l'agriculture nationale, de promotion de la réduction des émissions de gaz à effet de serre ou de réduction de la dépendance à l'égard des combustibles fossiles importés.

La structure de ces politiques et la façon dont elles sont mises en œuvre affectent l'économie de l'industrie et mènent habituellement à d'autres activités commerciales :

- Les participants au marché échangent leurs positions excédentaires ou déficitaires entre eux pour
- Des incitations telles que l'allégement des certificats doubles sur les huiles usées génèrent une marge de production plus élevée sur ces matières premières.

L'UE dispose de deux systèmes parallèles pour fixer l'obligation – un système basé sur le volume et un système basé sur la réduction des GES. Les États membres de l'UE doivent s'assurer qu'ils se conforment aux deux.

Les États-Unis ont une norme sur les carburants renouvelables (RFS), qui oblige une fois de plus les fournisseurs à se conformer à certains pourcentages minimaux de biocarburants dans le pool de carburant mélangé. La Californie a une norme beaucoup plus complexe et plus sévère de carburant à faible teneur en carbone (LCFS).

Le Sénégal pourrait mettre en œuvre un minimum d'exigences en pourcentage des biocarburants ainsi qu'un investissement dans la capacité de production de biocarburants. Les économies avancées ont commencé à de faibles pourcentages d'environ 5 % en volume au départ ; cela pourrait également être le point de départ pour le Sénégal, avant de passer aux limites autorisées par les spécifications de carburant et le type de moteur – généralement autour de 10 % en volume.

L'exigence en pourcentage pourrait d'abord être satisfaite par les biocarburants importés, mais nous considérons qu'il est plus avantageux d'utiliser la production agricole existante, dans le cas de l'éthanol de canne à sucre, ou dans les flux commerciaux d'huile comestible existants, dans le cas du biodiesel. Le mandat réduirait les besoins d'importation de combustibles fossiles et pourrait être considéré comme faisant partie des engagements du Sénégal à l'égard de l'accord de Paris et au-delà.

Les économies avancées s'éloignent des biocarburants à base de cultures vers les biocarburants de deuxième génération à partir de matières non agricoles. À court terme, cela pourrait s'avérer avantageux pour le Sénégal, car les matières premières à base de cultures deviendront plus facilement disponibles. À plus long terme au-delà de 2030, le Sénégal pourrait envisager de convertir la capacité de production de biocarburants pour fabriquer des biocarburants de deuxième génération – éthanol à partir de bagasse de canne à sucre et autres déchets agricoles, biodiesel à partir d'huile de cuisson usée – indigènes ou importés.

Les prochaines étapes possibles

La voie la plus rapide pour mettre en œuvre un programme de biocarburants est de mettre en œuvre un minimum d'exigence s'appliquant au pourcentage de biocarburants. Ceci peut alors être combiné avec un investissement approprié dans la capacité de production de biocarburant.

Nous recommandons que le Sénégal se concentre sur la production et les technologies de biocarburants de première génération et commence à des pourcentages de volume inférieurs, tels que 3-5%, puis passe de 5% à environ 10% en volume sur environ 10 ans.

Le programme pourrait d'abord commencer par des biocarburants importés avant de passer à la production indigène une fois la capacité construite.

L'introduction de biocarburants dans le stock de combustibles réduirait les besoins en importations de combustibles fossiles. Cela pourrait aussi être considéré comme faisant partie des engagements du Sénégal à l'accord de Paris et au-delà.

²¹ <https://www.intechopen.com/books/fuel-ethanol-production-from-sugarcane/assessment-of-sugarcane-based-ethanol-production>

Implications pour le Sénégal

Les économies avancées passent des biocarburants à base de cultures aux biocarburants de deuxième génération à partir de matières non cultivées. Ainsi, les matières premières à base de cultures deviendront plus facilement disponibles. Au-delà de 2030, le Sénégal pourrait envisager de convertir sa capacité de production pour fabriquer des biocarburants de deuxième génération :

- Éthanol à partir de la bagasse de canne à sucre et d'autres déchets agricoles,
- Biodiesel à partir d'huile de cuisson usé – indigène ou importé.

2.7.2. Véhicules Électriques (VE)

Description du projet

Les véhicules électriques ont le potentiel d'apporter une contribution importante à la réduction des gaz à effet de serre. Il est estimé qu'un passage du transport à combustibles fossiles à la mobilité des véhicules électriques pourrait réduire les émissions de CO₂ de plus d'un quart.

Toutefois, bien que les avantages potentiels d'une vie durable soient attrayants, pour le Sénégal, il s'agit d'une option politique à moyen et à long terme, puisqu'elle nécessite une énergie excédentaire provenant de sources renouvelables, un important réseau de recharge de véhicules électriques et des véhicules électriques à bas prix dont le coût actuel est d'environ 30 % supérieur à celui des véhicules conventionnels équivalents, et qui ne devraient pas diminuer pour atteindre la parité avant 2030.

À terme, il sera peut-être possible d'obtenir le soutien financier des agences européennes de développement, mais cela pourrait être subordonné à la démonstration des progrès réalisés vers l'amélioration de l'environnement en introduisant une utilisation plus propre des combustibles fossiles (comme les biocarburants) ou des initiatives de transport urbain électrique.

Néanmoins, le rapport expose ci-dessous l'histoire récente du développement des VE, les facteurs qui expliquent leur introduction et le développement de technologies de véhicules à l'appui de leur introduction.

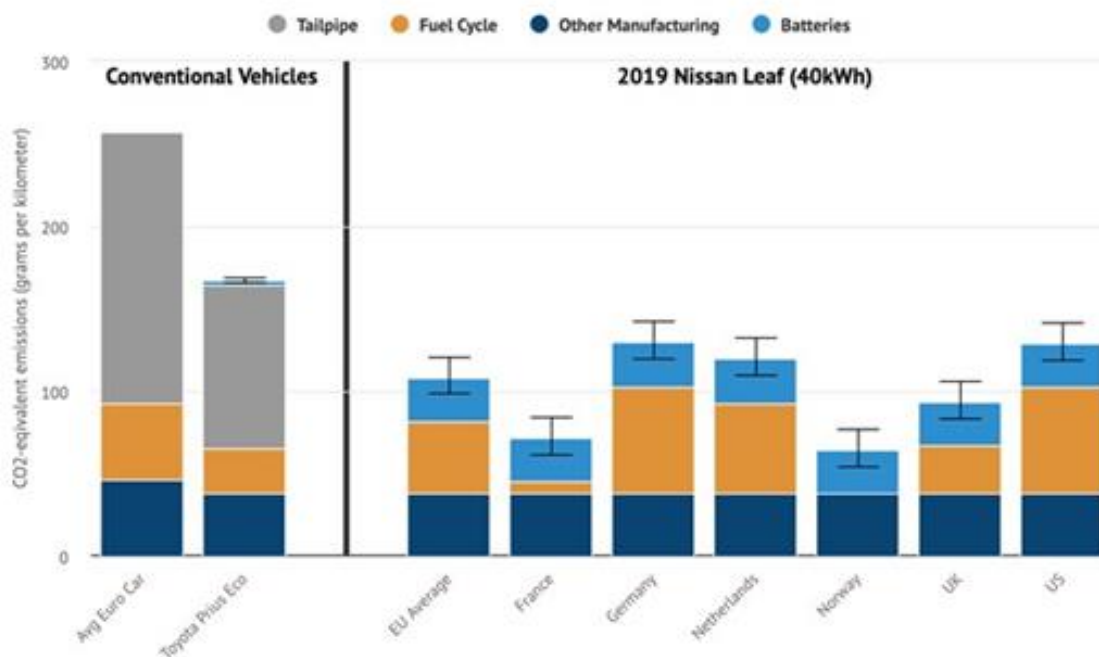
Les Véhicules Électriques et le changement climatique

Les raisons du passage des véhicules à combustibles fossiles aux véhicules électriques (VE) sont promulguées principalement sur leur contribution à une réduction des gaz à effet de serre – notamment le dioxyde de carbone (CO₂). Les véhicules électriques (VE) sont un élément important de la rencontre des objectifs mondiaux en matière de changement climatique. Ils occupent une place importante dans les voies d'atténuation qui limitent le réchauffement à bien en dessous de 2 °C ou 1,5 °C, ce qui serait conforme aux objectifs de l'Accord de Paris. Au Royaume-Uni, par exemple, les transports représentent 28 % de toutes les émissions de CO₂, dont environ 87 % pour les véhicules routiers.

Bien qu'aucune émission de gaz à effet de serre ne provienne directement des VE, elles fonctionnent à l'électricité qui est, en grande partie encore produite à partir de combustibles fossiles dans de nombreuses régions du monde. L'énergie est également utilisée pour fabriquer le véhicule, et en particulier, la batterie. Par conséquent, dans les pays où la production d'électricité est faite principalement au charbon, les avantages des VE sont faibles et peuvent avoir des émissions similaires à celles des véhicules conventionnels les plus efficaces, tels que les modèles hybrides-électriques. Toutefois, à mesure que les pays décarboniseront la production d'électricité pour atteindre leurs objectifs climatiques, les émissions émises par les véhicules diminueront. Les émissions à vie par kilomètre de conduite d'une VE Nissan Leaf ont été évaluées (étude britannique 2019) comme environ trois fois inférieures à celles de la voiture conventionnelle moyenne, avant même de comptabiliser la baisse de l'intensité carbone de la production d'électricité au cours de la vie de la voiture.

Une bonne perspective sur la gamme des avantages potentiels du CO₂ se trouve dans le schéma ci-dessous qui tient compte des émissions de gaz à effet de serre du cycle de vie. Le schéma ci-dessous, adapté d'une analyse du Conseil international pour les transports propres (ICCT), montre une estimation des émissions du cycle de vie d'une voiture classique européenne typique (moteur à combustion interne), la voiture hybride conventionnelle avec la meilleure économie de carburant disponible (une Toyota Prius Eco 2019), et un véhicule électrique Nissan Leaf pour divers pays, ainsi que la moyenne de l'UE. [La Leaf était la VE la plus vendue en Europe en 2018.]

Le graphique comprend les émissions d'échappement (gris), les émissions du cycle du carburant (orange) – qui comprend la production de pétrole, le transport, le raffinage et la production d'électricité – les émissions provenant de la fabrication des composants non-batteries du véhicule (bleu foncé) et une estimation prudente des émissions provenant de la fabrication de la batterie (bleu clair).

Figure 139 Émissions de gaz à effet de serre du cycle de vie: feuille conventionnelle v Nissan

Source: Lutsey and Hall 2018

On peut voir que par rapport aux véhicules conventionnels existants, en moyenne, les véhicules électriques seraient actuellement la moitié des émissions des véhicules à vie, la production d'électricité devenant plus renouvelable (comme en Norvège)

Pénétration potentielle d'EV au Sénégal

Compte tenu du développement de la technologie ev décrit ci-dessus, du temps nécessaire pour que les prix des véhicules s'alignent sur les véhicules conventionnels et d'un réseau de recharge urbain suffisant pour être mis en œuvre autour de Dakar, un cas de pénétration de base et élevé a été développé et est exposé dans le tableau ci-dessous

Figure 140 Hypothèses et nombres de véhicules VE

		2025	2030	2035	2040	2045	2050
% of nouvelles inscriptions chaque année -Cas de base	EVs	0%	1%	7%	20%	40%	50%
% de nouvelles inscriptions chaque année -Haut cas	EVs	0%	5%	30%	67%	100%	130%(*)
Cas de base - nombre d'EV	EVs	-	235	4,964	21,633	52,814	97,603
Cas élevé - nombre d'EV	EV's	-	1174	21246	73215	131990	185,737
Cas de base - tonnes de substitution d'essence par ev	EV's	0	235	4964	21633	52814	97603
Cas élevé - tonnes de substitution d'essence par ev	EV's	0	1174	21246	73215	131990	185737

Source: Consultant

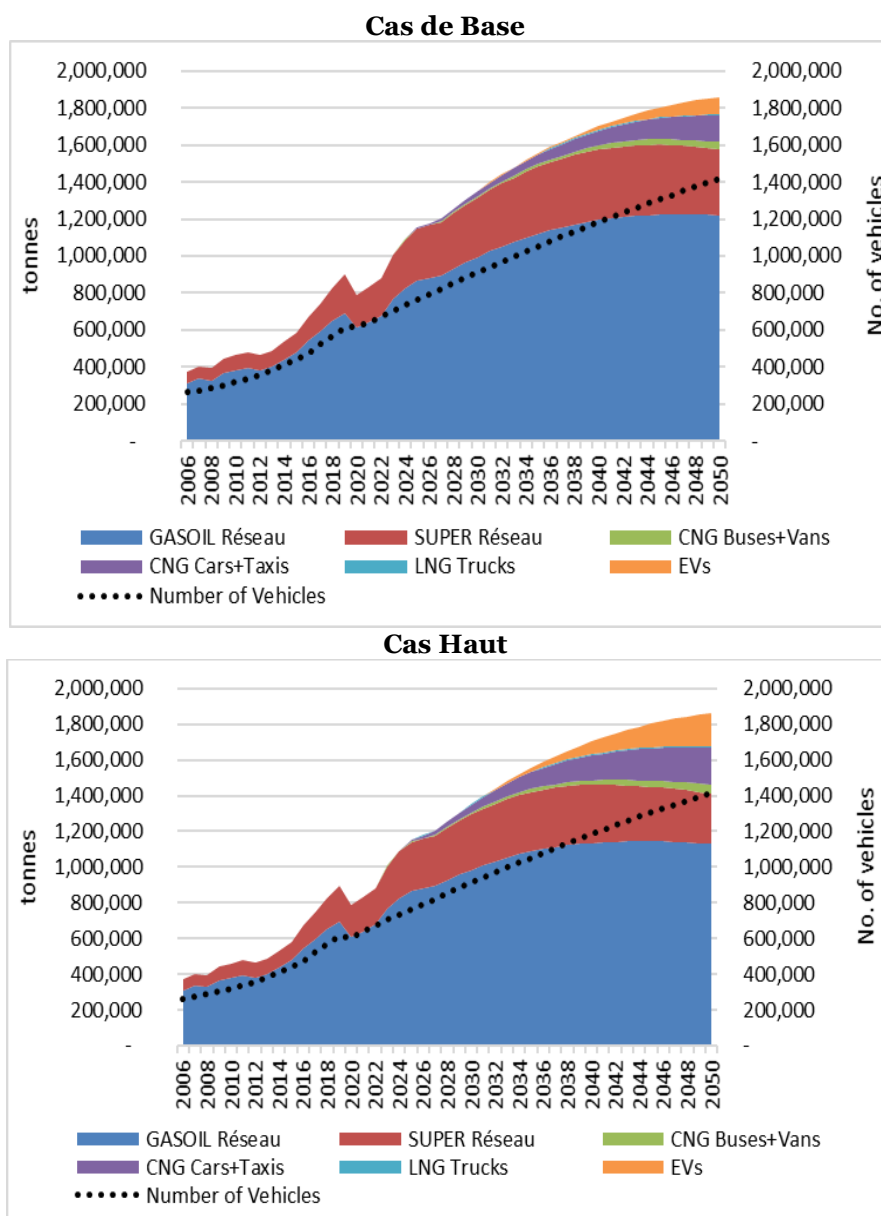
On estime que le potentiel de substitution des combustibles fossiles d'ici 2050 se situe entre 5 % et 10 % du transport routier dans le cas de base et le cas élevé respectivement.

Le cas Base et Haut couvrent notre gamme de résultats probables si le gouvernement soutient le déploiement du réseau de recharge, mais que les clients finaux achètent des VE avec des incitations spécifiques.

Comme nous l'avons vu avec la consommation de carburant par le grand public, ce taux de pénétration est sensible aux incitations offertes par la politique gouvernementale, et nous nous attendons à ce que le taux de déploiement soit encore accéléré à partir de 2035, une fois que le coût et la performance des véhicules et

l'accessibilité du réseau de recharge particulièrement attrayants et pratiques que les véhicules motorisés à l'I.C.E. d'aujourd'hui.

Figure 141 Base and High Case road transport fuel demand



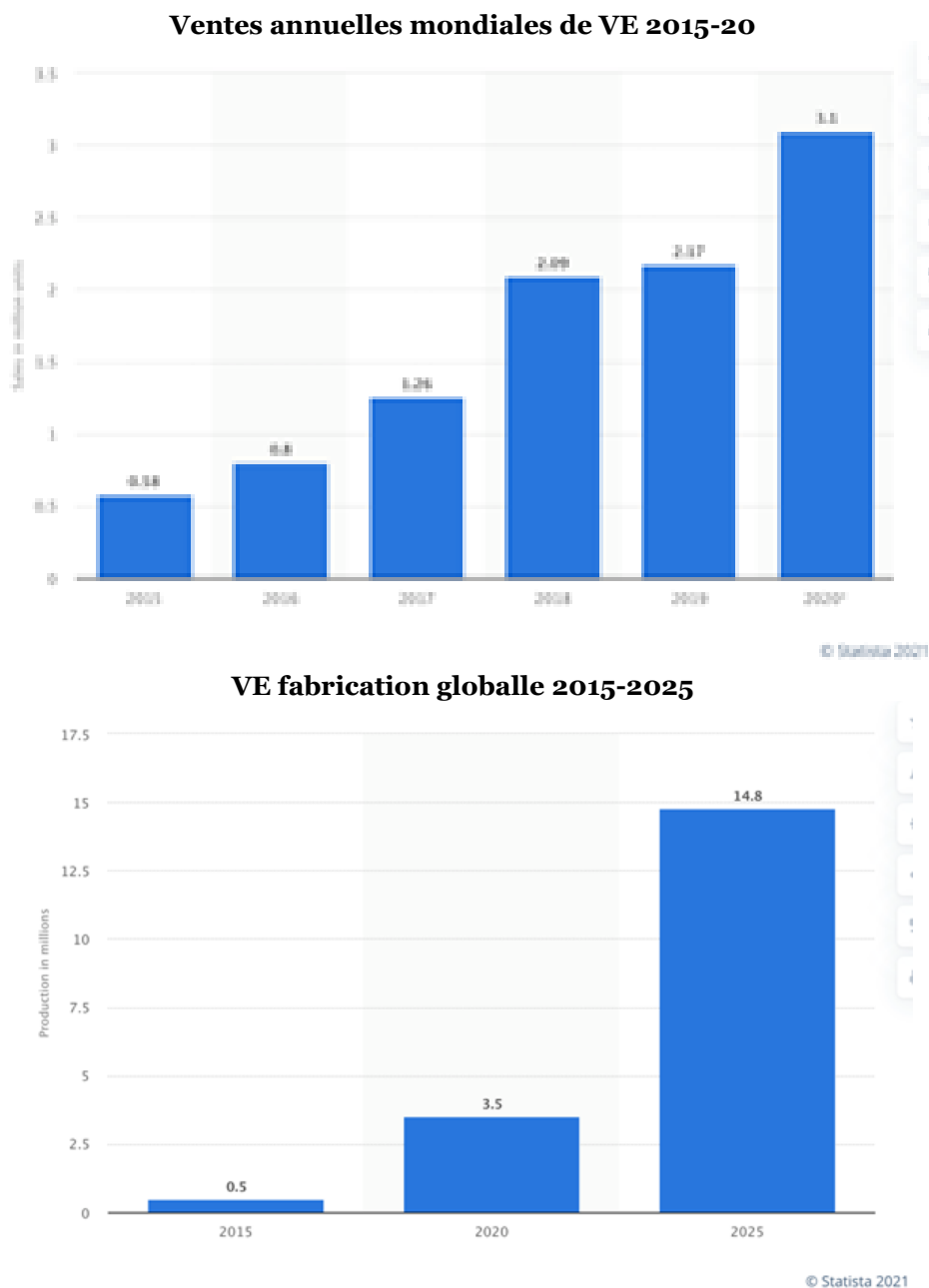
Source: Consultant

Autres avantages environnementaux des VE

Coûts d'entretien plus faibles - les véhicules électriques (VE) ont des coûts de fonctionnement inférieur, sont plus silencieux, meilleurs pour l'environnement et plus simples à réparer. Réduction des autres polluants atmosphériques – d'autres polluants tels que les oxydes nitreux et les particules d'échappement, comme il est démontré qu'ils causent ou aggravent toute une gamme de problèmes de santé pulmonaire et cardiaque, notamment l'asthme, la bronchite chronique, les maladies cardiaques chroniques et les accidents vasculaires cérébraux.

En 2018, un comité d'experts en santé réuni par le gouvernement a estimé qu'au moins 28 000 personnes meurent prématurément au Royaume-Uni chaque année des suites d'une mauvaise qualité de l'air. Compte tenu de ces préoccupations concernant la pollution de l'air, en particulier les niveaux de dioxyde d'azote qui sont supérieurs aux limites légales de l'UE dans de nombreuses villes, il existe un large soutien aux niveaux national et local pour soutenir la transition vers les VE.

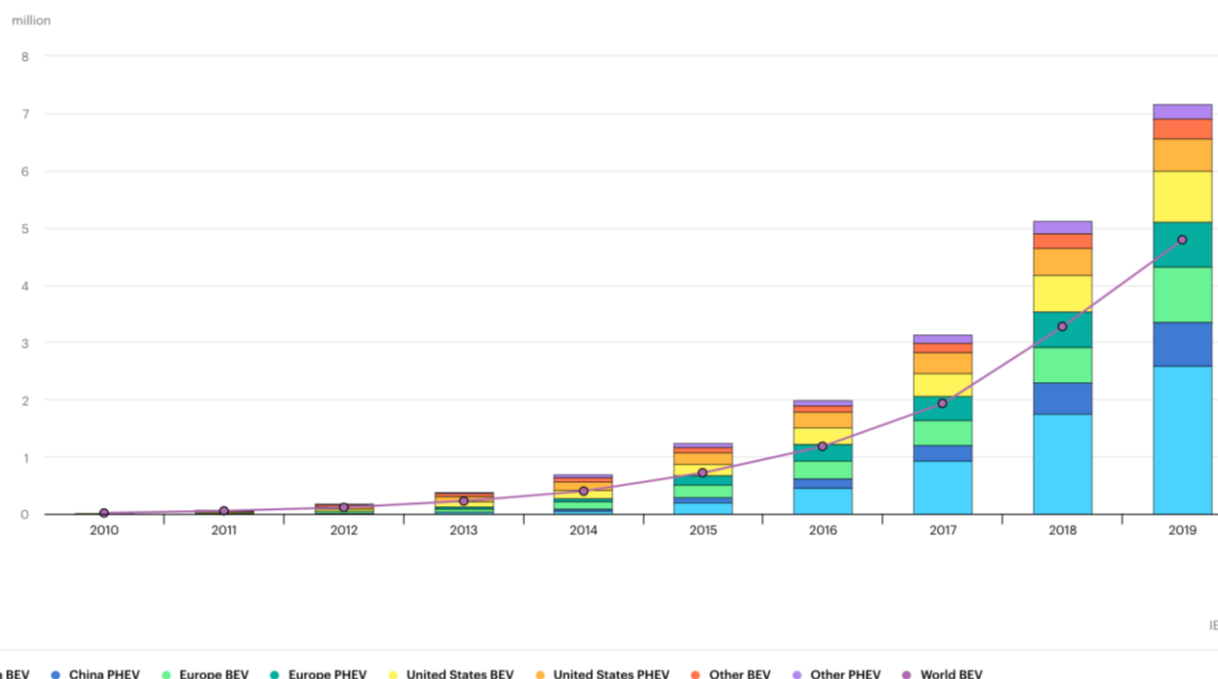
Prévisions de ventes et de production

Figure 142 Demande de carburant pour le transport routier de base et de cas haut

Source: International Energy Agency (IEA)

Bien qu'elle en soit encore à ses débuts, la transition vers les VE prend de l'ampleur, avec des ventes annuelles en 2020 dépassant les 3 millions d'unités, et une production annuelle prévue pour atteindre près de 15 millions d'unités d'ici 2025.

Nombre total de véhicules électriques

Figure 143 Parc mondial de voitures électriques, 2010-2019

BEV=Véhicule électrique à batterie. PHEV=Véhicule électrique hybride ; FCV = Véhicule électrique à pile à combustible

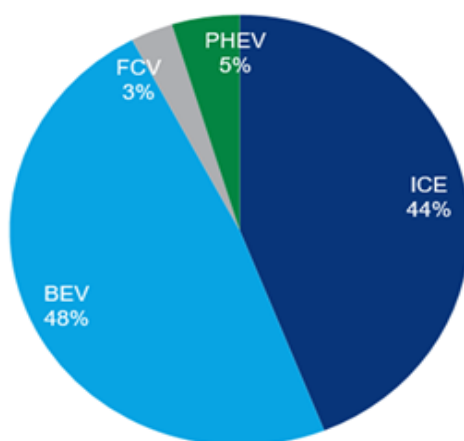
Source: International Energy Agency (IEA)

L'AIE estime que le parc mondial de véhicules en 2019 était supérieur à 7 millions de véhicules, la Chine, l'Europe et les États-Unis étant tous bien représentés comme indiqué ci-dessus.

Perspectives pour les ventes de VE

D'ici 2050 Wood Mackenzie estime à plus de 700 millions le nombre d'EV à l'échelle mondiale. Comme indiqué ci-dessous, à ce stade, les véhicules non alimentés aux combustibles fossiles (batterie et carburant dell) représentent un peu plus de la moitié du parc mondial total de véhicules.

En raison de la croissance de la population mondiale, cela devrait réduire la demande de combustibles fossiles dans le transport routier d'environ 25 % entre 2020 et 2050.

Figure 144 Technologie VE

Source: Wood Mackenzie

Obstacles à la pénétration de VE

Prix d'achat et coûts de propriété à vie : Actuellement, les véhicules électriques sont beaucoup plus coûteux à produire - les batteries représentent à elles seules environ 40% de ces coûts. Cela se reflète dans les prix de vente typiques qui sont environ 35% plus élevés qu'un véhicule essence ou diesel équivalent. Les gouvernements européens ont mis en place une série de politiques pour compenser ces coûts, y compris la réduction des taxes d'achat, des subventions à l'achat ou des prêts à faible taux d'intérêt, et la baisse des taxes routières annuelles. Les administrations locales offrent souvent d'autres incitatifs en ce qui a fait l'aide d'une réduction du stationnement automobile ou des frais de congestion urbaine.

Pour le propriétaire de VE, charger à la maison le véhicule coûte seulement environ 30% de carburant essence ou diesel, et le coût d'entretien sont susceptibles d'être considérablement réduits. Dans l'ensemble, dans de nombreux pays du nord-ouest de l'Europe, on estime que ces ensembles d'incitations gouvernementales ont entièrement compensé la totalité des coûts de vie de la propriété des VE.

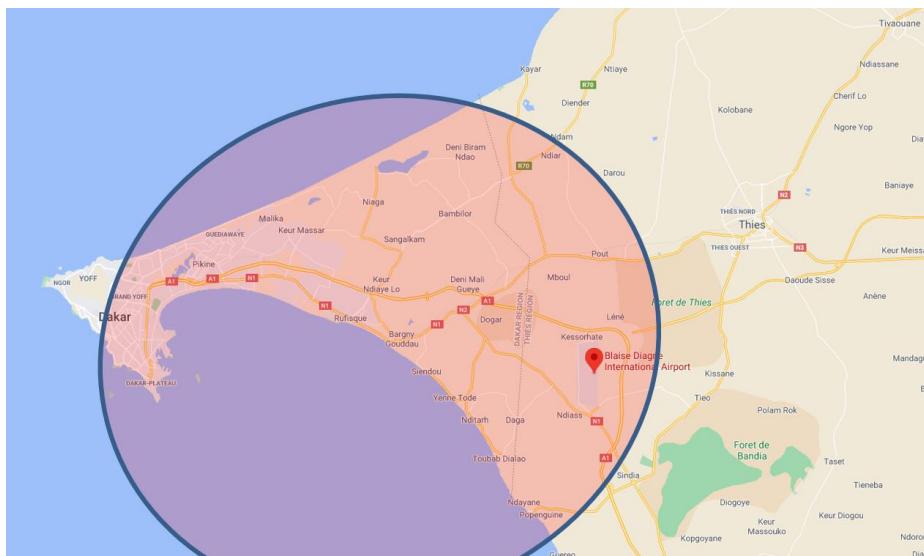
Autonomie et charge de la batterie : Peut-être le plus grand facteur limitant de l'utilisation des VE est la préoccupation au sujet de la recharge du véhicule. Pour les acheteurs privés, ils doivent avoir accès à un garage ou à un parking privé avec un point de recharge électrique. Il s'agit d'une entreprise énorme, qui devrait prendre jusqu'à dix ans avant d'atteindre une couverture acceptable dans de nombreux pays européens. Des bornes de recharge rapide (qui peuvent réduire les temps de recharge complète de 6 à 8 heures à moins d'une heure) sont installées dans les stations-service de détail et dans de nombreux dépôts de véhicules de service public dans les grandes villes européennes. Ainsi, il semble probable que les transports urbains publics, et les voitures de banlieue verront la prise la plus rapide des EV, avec d'autres utilisateurs étant persuadés de transition que l'infrastructure de recharge s'étend pour répondre à leurs besoins.

Conclusions et Recommandations

- A. Conditions préalables nécessaires à l'examen actif des VE:
 - a. un surplus d'énergie renouvelable
 - b. une première initiative environnementale visant à réduire les émissions d'hydrocarbures de 10%
- B. Planification suggérée
 - a. Planification à commencer des 2025
 - b. Support de déploiement du réseau de recharge avec les premières ventes d'EV à partir de 2030
 - c. Atteindre 50% des ventes de véhicules neufs EV sur l'échelle d'ici 2040
- C. Application
 - a. Préparer un plan détaillé de réseau de recharge à faible et haut puissance
 - b. Proposer un cadre fiscal pour soutenir les utilisateurs finaux
- D. Justification:
 - a. Cette approche aura du sens sur le plan environnemental, ce qui donnera le temps d'établir des solutions d'énergie plus propres et renouvelables
 - b. Le positionnement des VE dans le cadre des plans à moyen et long terme laisse le temps d'introduire des carburants alternatifs et plus propres, ce qui pourrait faciliter le soutien des agences de l'UE. Il permettra également de laisser le temps aux coûts et aux performances de la gamme d'EV de devenir pleinement compétitifs par rapport aux véhicules à combustibles fossiles existants

Déploiement géographique

Déploiement géographique des VE devrait commencer dans la région Dakar. Cela répondrait au défi de réduire la pollution de l'air dans les zones les plus densément peuplées, et la disponibilité de l'alimentation électrique et la densité de la population urbaine font de la région de Dakar le point de départ privilégié pour le déploiement des VE.

Figure 145 *Déploiement géographique des VE*

Source: Consultant

Exigences en matière d'infrastructure, mécanismes de tarification et financement

D'après les leçons tirées du déploiement des VE dans d'autres pays, la fourniture de réseaux de recharge (à basse et à grande vitesse) est un facteur de succès critique, et leur introduction est susceptible d'exiger un effort soutenu sur une période de 5 à 10, ce qui suggère que les travaux initiaux visant à examiner le coût et la portée d'un plan détaillé devraient commencer vers 2025.

À court et moyen terme, les carburants alternatifs tels que les biocarburants, le GPL ou le CNG (gaz naturel comprimé) pourraient être plus appropriés et pourraient fournir une voie vers un objectif de réduction des émissions de 10 %, qui pourrait alors fournir la plate-forme à partir de laquelle chercher un soutien européen pour le déploiement d'un réseau de recharge électrique.

À plus long terme, les véhicules à hydrogène, qui ne produisent pas non plus de CO₂ en service, peuvent offrir une alternative possible aux véhicules électriques, en particulier pour le fret long-courrier. Cependant, la technologie pour son application commerciale est à ses balbutiements et probablement au moins 10 ans derrière les EV. En outre, pour produire l'hydrogène d'une manière économiquement et écologiquement acceptable, un surplus d'énergie renouvelable est également nécessaire.

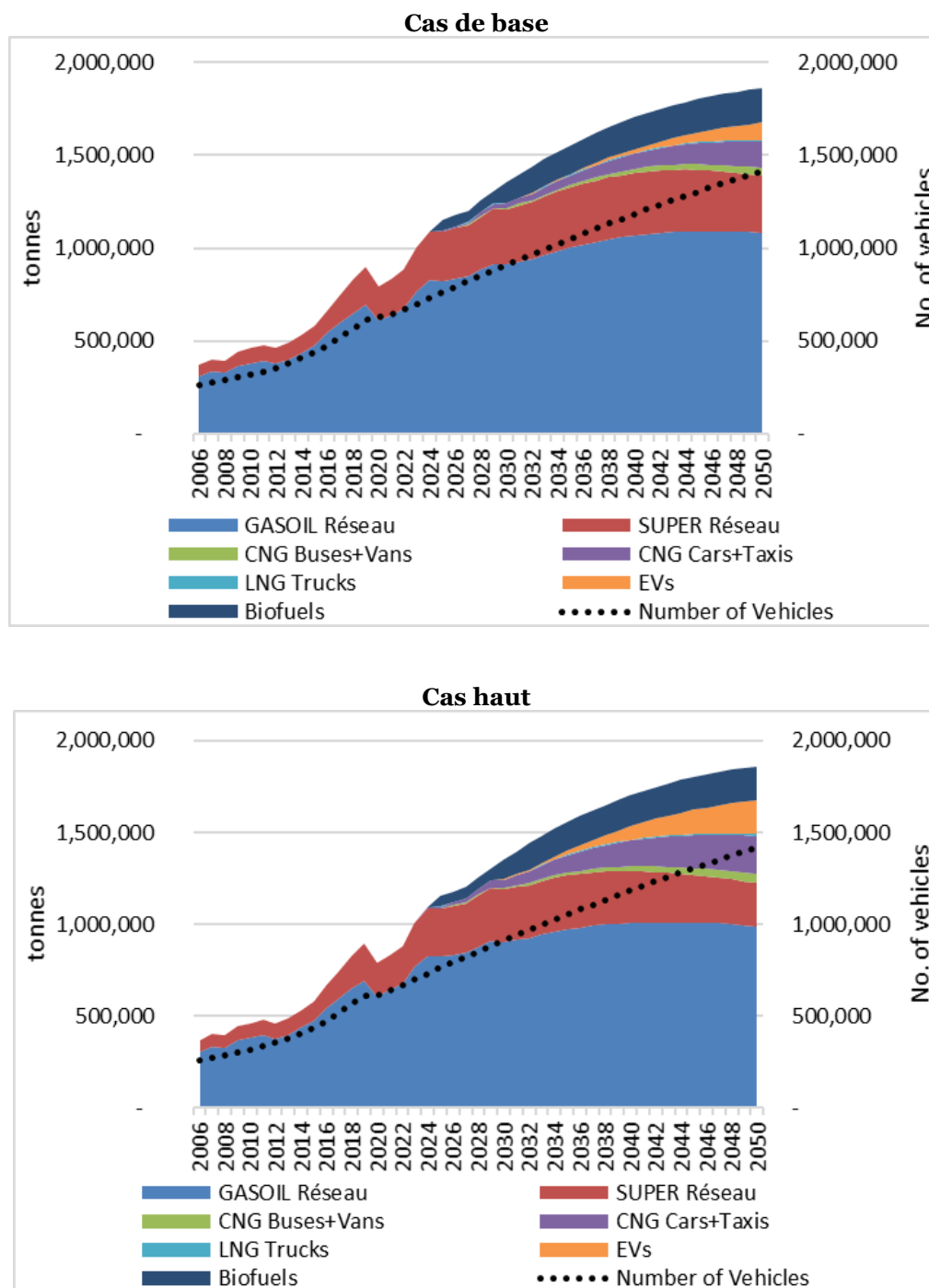
L'élaboration d'une politique budgétaire favorable sera également nécessaire pour soutenir la transition. Toutefois, au cours des 10 à 15 prochaines années, le coût élevé des batteries de VE devrait tomber bien en deçà de la moitié des coûts actuels, de sorte que l'ampleur du soutien gouvernemental pour encourager la transition est susceptible d'être beaucoup plus faible que pour les premiers utilisateurs d'aujourd'hui.

Implications pour le Sénégal

Tant que le Sénégal ne pourra pas générer des capacités excédentaires de production d'énergie renouvelable, les avantages environnementaux globaux d'encourager la substitution des VE sont susceptibles d'être marginaux. Toutefois, si cette situation peut être réalisée avec confiance d'ici 2035, alors la justification environnementale pour leur introduction peut être solide.

En outre, si le Sénégal peut démontrer qu'il a déjà réussi à réduire ses émissions de 10 % par d'autres moyens, il pourrait alors être possible d'obtenir un soutien pour financer cette transition des institutions européennes soutenant la croissance et le développement de l'Afrique de l'Ouest.

La combinaison des options pour le Sénégal a un impact substantiel sur la consommation totale de diesel et d'essence pour la période de projection, le cas de base donnant une réduction de 14% de la consommation de carburant routier et le cas élevé une réduction de 25-30% de la consommation de carburant routier par rapport au volume projeté sans les options vertes.

Figure 146 Impact potentiel combiné des options vertes au Sénégal

Source: Consultant

2.8. Appendix C – Benchmark nationaux similaires pour le pétrole et le gaz

Les pays de référence suivants ont été choisis par le ministère du Pétrole et de l'Énergie pour la bonne et la mauvaise leçon pour le Sénégal.

2.8.1. Gazier

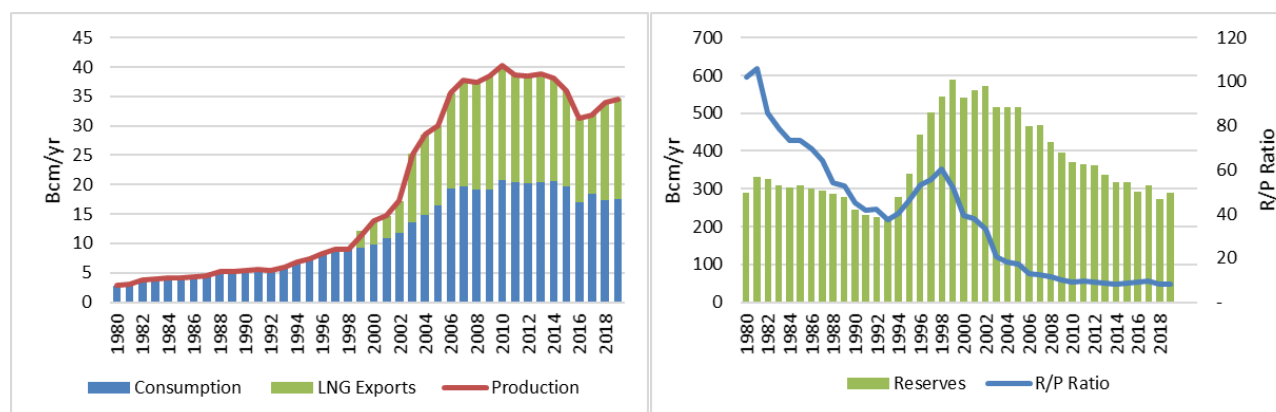
2.8.1.1. Trinité-et-Tobago

Description du secteur énergétique

Trinité-et-Tobago a une longue histoire dans le secteur pétrolier et gazier et est l'une des plus importantes économies gazières au monde. La production commerciale de pétrole a commencé en 1908, tandis que l'exploration avait commencé par des études géologiques entreprises entre 1855 et 1860. Le secteur gazier du pays a commencé à se développer en 1971 lorsque des quantités commerciales de gaz naturel ont été découvertes au large de la côte nord de Trinidad. En 1972, la production commerciale a commencé sur la plate-forme Teak d'Amoco. Plusieurs découvertes de gaz en succession rapide ont incité le gouvernement à encourager l'exploration, l'utilisation et les applications en aval du gaz naturel. Entre 1975 et 1991, le pays a investi dans la création d'industries pour créer une demande de gaz naturel, notamment quatre usines d'ammoniac, une usine d'urée, une usine de fer et d'acier, une usine de méthanol et une installation d'extraction de liquides de gaz naturel (NGL).

Les réserves de gaz restantes à Trinité-et-Tobago ont diminué au cours des 20 dernières années et sont estimées à environ 289,7 bcm en 2019. La production était d'environ 34,6 bcm en 2019 avec une consommation d'environ 17,5 bcm et les exportations de GNL d'environ 17 bcm.

Figure 147 *Trinidad et Tobago – Production, Consommation et Exportations Gaz*



Source: BP Statistical Review

Exportations de GNL

Des exportations substantielles de GNL ont été développées grâce à l'installation d'Atlantic LNG. Trinité-et-Tobago a exporté environ 12,3 mtpa de GNL en 2019; la capacité totale de liquéfaction est d'environ 15 mtpa.

Figure 148 *Structure de Atlantic LNG*

Train	Année	Capacité (mtpa)	Actionnariat	Structure
1	1999	3	BG (now Shell) (26%), Shell (20%), BP (34%), NGC (10%), Summer Soca (10%)	Integrated
2, 3	2002-3	3.3 x2	BG (now Shell) (32.5%), Shell (25%), BP (42.5%)	Quasi-tolling
4	2006	5.2	BG (now Shell) (28.9%), Shell (22.2%), BP (37.8%), NGC (11.1%)	Tolling

Source: Atlantic LNG

Atlantic LNG Train 1: Le développement d'Atlantic LNG était à l'initiative de Cabot (aujourd'hui Engie) qui souhaitait sécuriser le GNL pour son marché de Boston aux Etats-Unis. Il a fait appel au gouvernement de Trinidad et Amoco (maintenant BP), le principal détenteur de la réserve à Trinidad, et Shell (anciennement BG), également détenteur de la réserve, ont rejoint le projet. La National Gas Company (NGC) n'était intéressée que

par une petite participation au capital (10%) comme l'était Cabot. La totalité de l'approvisionnement en gaz provient de la superficie désormais exploitée par BP et détenue par BPTT, une société détenue par BP (70%) et Repsol (30%). Le prix payé pour le gaz est un pourcentage convenu du prix FOB reçu par Atlantic LNG, qui est le vendeur du GNL. Les ventes sont toutes sur une base FOB, l'expédition est détenue par Engie et Shell. Ainsi, bien que la structure ne soit pas intégrée, l'appropriation le long de la chaîne par diverses parties a effectivement intégré la chaîne du GNL.

Atlantic LNG Trains 2 et 3: Cabot et NGC ne souhaitant pas participer aux trains 2 et 3, une renégociation majeure de la structure était nécessaire. Les participants ont préféré lever et commercialiser leur GNL de manière indépendante, ce qui a réduit les arguments sur l'approvisionnement en gaz. Dans ce cas, une structure de transfert a été conservée mais les achats de GNL ont été largement alignés sur l'approvisionnement en gaz (à l'exception d'un petit approvisionnement à Cabot). Le péage (« tolling ») a été identifié comme une solution commerciale efficace et permettrait également de déplacer plus de valeur en amont, répondant ainsi à l'exigence gouvernementale d'une prise plus élevée. Cependant, les trains 2 et 3 ne sont pas un arrangement de péage-tolling pur car les ascensions du train 2 ne correspondent pas exactement à l'approvisionnement en gaz (bien qu'elles soient dans le train 3). Mais cela était en fait proche d'un accord de péage puisque BG et Amoco recevaient le même prix pour leur gaz d'alimentation. Par conséquent, les trains 2 et 3 fonctionnent sur une base similaire au train 1, sauf que 32,5% de l'approvisionnement en gaz provient de la superficie exploitée par Shell (ECMA et NCMA) et 67,5% de la superficie exploitée par BP (BPTT). Atlantic LNG est le vendeur, mais les prix sont basés sur les rentrées nettes versées aux producteurs de gaz après déduction d'une redevance calculée pour obtenir un taux de retour sur investissement convenu dans l'usine de GNL. Bien qu'Atlantic LNG agisse en tant que vendeur, les revenus de BPTT proviennent des ventes aux acheteurs espagnols et Shell / ENI / Veba / Petrotrin des ventes sur le marché américain. Shell achète FOB. Les SPA permettent le détournement des cargaisons avec des accords sur la répartition des revenus supplémentaires.

Atlantic LNG Train 4: Au moment de la dernière expansion, un accord de péage complet (« full tolling agreement ») a été adopté car il a tiré du gaz d'un ensemble différent de champs d'approvisionnement en amont. Il a été structuré comme un accord de péage pur dans lequel l'entité en amont paie une redevance à Atlantic LNG pour faire le tolling de son gaz via l'usine. Cabot n'a pas participé et NGC a utilisé BP comme agent pour vendre son droit de GNL. Comme le reste des expansions d'Atlantic LNG, le train 4 a été financé par capitaux propres. Les partenaires du projet ont des exigences de levage et un SPA existe entre NGC et BP. NGC vend FOB à BP pour le marketing avec des revenus basés sur les ventes sur les marchés finaux.

Réglementation et structure du marché

L'industrie pétrolière est régie par la Loi sur le pétrole et le Règlement sur le pétrole qui établit le processus d'octroi des licences d'exploration et de production et des PSC pour les opérations à terre et en mer. Le Ministère du pétrole et des mines, premier ministère de l'énergie du pays, a été créé en 1962. Depuis, il est devenu le ministère de l'Énergie et des industries énergétiques (MEEI), qui a la responsabilité principale de la réglementation du secteur pétrolier et gazier.

La compagnie nationale de gaz National Gas Company (NGC) a été créée en 1975, au début du développement du secteur gazier du pays. NGC a le monopole de l'achat, de la distribution et de la commercialisation du gaz naturel dans le pays. Cependant, l'exploration et la production ainsi que l'exportation de gaz naturel sont libéralisées. Les acteurs internationaux investis dans le secteur amont du pays sont BP, BG (désormais Shell), EOG, BHP Billiton, Repsol et Petrotrin. La production combinée de BP et Shell représente environ 75% de la production totale de gaz du pays.

Le gouvernement a lancé un système de gestion du contenu local (LCMS, « Local Content Management System ») en 2020. Le LCMS est destiné à fournir un système robuste pour mesurer, surveiller et rendre compte de la performance du contenu local et du développement des capacités dans le secteur de l'énergie. Le LCMS bénéficie du soutien d'investisseurs étrangers dans le secteur de l'énergie.

En 2004, la Trinité-et-Tobago a créé un Fonds du patrimoine et de stabilisation (« Heritage and Stabilization Fund » (HSF)) en tant qu'instrument d'épargne pour permettre une politique budgétaire anticyclique et protéger l'économie des effets du cycle des produits énergétiques. Ce Fonds a été créé à partir du Fonds de stabilisation des revenus qui existait depuis 2002.

La production d'électricité au gaz représente la quasi-totalité de la production d'électricité du pays. Le développement ciblé du gaz dans l'électricité a aidé Trinité-et-Tobago à créer un marché intérieur en croissance pour son gaz et à fournir une production d'électricité fiable. La production d'électricité au gaz de Trinité-et-Tobago était d'environ 9,2 TWh en 2018, contre 5,4 TWh en 2000.

Le secteur industriel est un grand utilisateur domestique de gaz et le prélèvement ciblé de gaz dans les engrais a entraîné une croissance substantielle de la capacité de production de méthanol et d'ammoniac au cours des

60 dernières années. L'utilisation de gaz domestique à prix compétitif comme matière première pour les engrais a permis le développement économique des exportations, notamment l'ammoniac, le méthanol et l'urée. Le prix du gaz de départ est lié au prix du produit des exportations, ce qui signifie que le risque de prix est transféré au fournisseur de gaz National Gas Company (NGC).

Trinité-et-Tobago compte 11 usines d'ammoniac avec une capacité de production annuelle totale d'environ 5,2 millions de tonnes/an. Le gouvernement a contribué à stimuler la croissance initiale du secteur de l'ammoniac grâce à des investissements via des coentreprises dans deux usines du premier complexe d'ammoniac du pays. La première usine d'ammoniac du pays a été mise en service en 1959 et il y a eu une expansion continue du secteur au fil des ans avec la mise en service de l'usine la plus récente en 2009. Le secteur du méthanol de Trinité-et-Tobago a également démarré il y a des décennies via des usines appartenant au gouvernement, et a continué de se développer dans les dernières années. La première usine a été mise en service en 1984 et la plus récente a démarré en 2005. La capacité de production totale est de 4 millions de mt/an. En termes de production d'urée, Trinité-et-Tobago dispose d'une capacité de production d'environ 4,1 mille t/j à partir de deux usines, l'une mise en service en 1983 et la seconde en 2010.

Le gouvernement a ciblé l'utilisation du gaz dans la production d'ammoniac et de méthanol dès le début du développement du secteur gazier. Cet engagement envers la croissance de la production d'ammoniac et de méthanol a permis au pays de devenir l'un des principaux producteurs et exportateurs d'engrais à la fin des années 1980. Non seulement cela a fourni un prélèvement fiable pour les approvisionnements nationaux en gaz du pays, mais cela a également soutenu l'expansion économique grâce à la croissance des exportations. Le gouvernement reste déterminé à soutenir le secteur du gaz et avec lui, les opportunités futures de production et d'exportation d'engrais.

Bonnes / mauvaises leçons pour le Sénégal

Bien que Trinité-et-Tobago n'ait pas été l'un des premiers venus sur le marché du GNL, elle a commencé ses exportations à une époque de forte croissance de la demande de GNL. Le pays a pu se positionner comme un exportateur compétitif et a obtenu des contrats à long terme avec des acheteurs fiables. Les principaux points d'apprentissage de l'expérience de la Trinité-et-Tobago à prendre en considération pour le Sénégal sont examinés ci-dessous.

Bon leçons

- **Un acteur énergétique national fort peut soutenir la stabilité dans le secteur de l'énergie.** Bien que NGC ne détienne pas de participation majoritaire dans les développements en amont du pays ou dans les installations d'exportation de GNL, elle a été responsable du développement des ventes de gaz aux projets locaux, en soutenant les investissements étrangers. NGC a également le contrôle et la responsabilité de la gestion et du développement ultérieur de l'infrastructure de transport et de distribution de gaz du pays.
- **Les investissements étrangers ont soutenu le développement du secteur de l'énergie et des installations d'exportation de GNL.** Les installations de GNL de Trinité-et-Tobago appartiennent en grande partie aux COI. La forte implication internationale dans les installations a soutenu la croissance du secteur, avec des avantages provenant des recettes d'exportation, de la fiscalité et de la disponibilité des approvisionnements sur le marché intérieur.
- **Un environnement d'investissement stable et des conditions claires ont réussi à attirer des acteurs internationaux.** L'environnement d'investissement de la Trinité-et-Tobago bénéficie de conditions de régime claires et d'une politique et d'une économie relativement stables. Le pays a été en mesure d'avoir des impôts relativement élevés car il est en mesure de fournir un environnement d'investissement stable. Entre 2018 et 2023, environ 10 milliards de dollars ont été prévus pour des investissements dans le secteur en amont du pays, avec de nouveaux puits prévus par BP, Shell et BHP.
- **Les recettes provenant des exportations peuvent soutenir les programmes fiscaux et d'épargne.** Le Fonds du patrimoine et de stabilisation de la Trinité-et-Tobago comporte deux éléments principaux. Le premier est un fonds de stabilisation destiné à protéger la politique budgétaire des fluctuations du secteur énergétique. Le second est un fonds d'épargne destiné aux générations futures. Cependant, ces systèmes n'ont été introduits qu'après la mise en place des premiers trains de GNL et le développement du marché du gaz, reconnaissant l'importance des investissements dans les infrastructures gazières avant de réserver des fonds à d'autres objectifs.
- **Le développement ciblé du marché intérieur a eu des avantages pour l'ensemble de l'économie.** Le développement de l'utilisation du gaz dans les secteurs de l'énergie et de l'industrie a favorisé non seulement l'utilisation ciblée des ressources en gaz naturel du pays, mais aussi l'économie.

Le secteur de l'ammoniac, en particulier, a connu une forte croissance et des exportations de valeur se sont développées.

Risque lié au prix des matières premières - Le prix du gaz de base vendu sur les marchés de l'ammoniac et du méthanol est lié au prix des matières premières. L'effondrement des prix de l'ammoniac et du méthanol ces dernières années a eu un impact négatif sur le prix et les revenus des ventes de gaz sur ces marchés.

Mauvais leçons

- **Les prix subventionnés du gaz naturel doivent être réformés.** La tarification des ventes de gaz sur le marché intérieur est essentiellement subventionnée par la taxation des entreprises en amont. Les prix subventionnés du gaz fournis au secteur de l'électricité en particulier ont conduit à une utilisation inefficace de l'énergie dans le pays. Les subventions ne sont pas durables et nécessitent une réforme. Des subventions ciblées protégeant les utilisateurs les plus vulnérables pourraient remplacer les subventions plus larges actuelles.

- **La participation limitée des NOCs (« National Oil Company ») peut entraîner des problèmes de relation avec le projet.** Le gouvernement de Trinité-et-Tobago a développé une relation plutôt difficile avec les investisseurs des IOCs (« International Oil Company ») et l'expansion au-delà du train 4 est au point mort. Certains ont critiqué le fait que le gouvernement n'obtenait pas une assez bonne affaire avec le train 1. Au moment où le projet a été lancé, son économie était marginale. Bien que son coût fût remarquablement bas (en particulier selon les normes actuelles), les prix sur les marchés cibles du gaz américain et espagnol étaient bas et les conditions étaient réalistes. Cependant, les prix avaient fortement augmenté au moment de la mise en service du projet et il était clairement beaucoup plus rentable que prévu. En conséquence, le gouvernement a resserré les conditions pour les trains 2 et 3 et de nouveau pour le train 4 au point que les IOCs n'étaient pas satisfaits de leurs retours. Alors que les inégalités apparentes associées à des structures de partage des bénéfices définies dans le contexte de l'évolution des prix internationaux peuvent conduire à un niveau de méfiance, les gouvernements doivent reconnaître que les IOCs opèrent sur un marché international et peuvent choisir de déplacer leurs investissements ailleurs si les conditions ne sont plus attrayantes.

2.8.1.2. Algérie

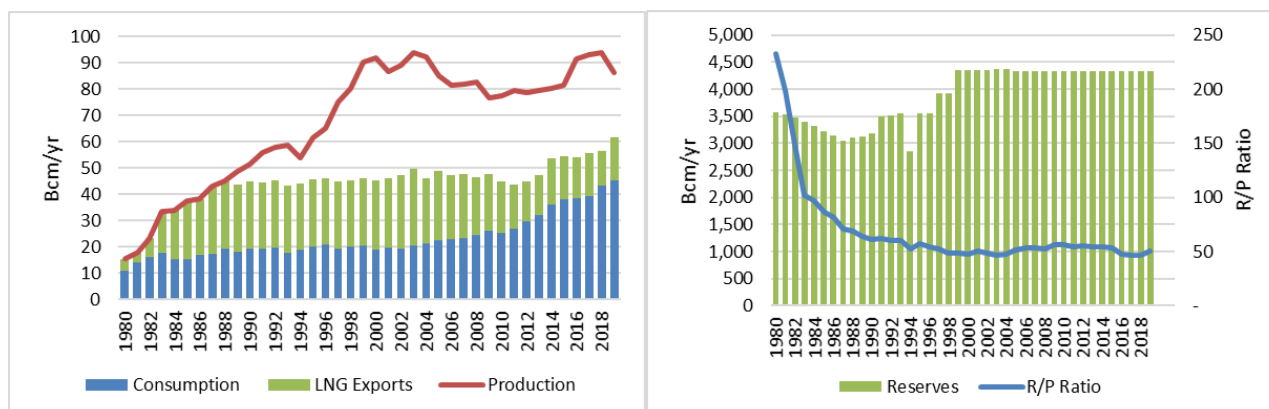
Description du secteur énergétique

L'Algérie a toujours été un important producteur de pétrole, de gaz et de GNL, ayant commencé à produire du pétrole en 1958 et est membre de l'OPEP depuis 1969. Cependant, les perturbations régulières de l'approvisionnement ont entraîné des réductions des volumes d'exportations, en particulier ces dernières années. Il y a eu une baisse de la production et les exportations de pétrole en particulier ont diminué. Le gouvernement doit également équilibrer les exportations futures et la demande intérieure croissante de gaz. Des réformes du secteur énergétique sont nécessaires pour gérer les ressources gazières restantes du pays, les exportations et les engagements intérieurs, mais l'élaboration des politiques a été entravée par des problèmes politiques.

Environ 71% des réserves de pétrole de l'Algérie se trouvent dans la province de Hassi Messaoud-Dahar, le bassin d'Illizi en contenant environ 15%. Le plus grand gisement de gaz d'Algérie, le champ Hassi R'Mel, a été découvert en 1956 tandis que les autres réserves du pays se trouvent dans la région sud et sud-est. L'Algérie abrite également des ressources en gaz de schiste, mais celles-ci restent sous-développées.

L'Algérie exporte du gaz vers l'Europe via le gazoduc GME et Medgaz via l'Espagne et le pipeline Transmed via l'Italie. Les installations d'exportation de GNL du pays sont Arzew LNG et Skikda; tous deux appartiennent à 100% à la société d'État Sonatrach. L'Algérie a été le premier pays au monde à exporter du GNL, les exportations ayant commencé avec la mise en service de l'usine d'Arzew en 1964. À la fin de 2020, la capacité nominale totale des installations d'Arzew et de Skikda était de 25,3 mtpa.

Les réserves de gaz restantes de l'Algérie sont substantielles, estimées à environ 4 335 bcm en 2019. La production totale en 2019 était de 86,2 bcm tandis que la consommation était de 45,2 bcm. Les exportations de GNL étaient d'environ 16,6 bcm en 2019, tandis que les exportations par canalisation étaient de 26,7 bcm. Fait remarquable, le ratio R / P (Réserves / Production) est resté presque constant à environ 50 au cours des trois dernières décennies.

Figure 149 Algérie - Production, Consommation et Exportations Gaz

Source: BP Statistical Review

Il existe un certain nombre d'acteurs privés internationaux impliqués dans les secteurs gaziers en amont et en aval de l'Algérie, notamment Total, Edison, Naturgy, Eni, Galp Energia et Enel. Cependant, l'industrie du gaz est dominée par des entreprises publiques. Sonatrach est la société pétrolière et gazière nationale du pays et est responsable des opérations gazières en amont, y compris l'exploration et la production. Sonatrach détient environ 75% des réserves de pétrole et de gaz du pays. Sonelgaz est la société d'état chargée de la distribution de gaz à travers sa filiale, la Société Algérienne de Distribution d'Electricité et de Gaz (SDC). Le gaz est fourni aux utilisateurs finaux soit directement via Sonatrach, soit via SDC.

Le secteur de l'énergie est géré par le ministère de l'Énergie et des Mines. La régulation du secteur relève de la responsabilité de la Commission Algérienne de l'Électricité et de la Régulation (CREG). La gestion du secteur énergétique du pays a considérablement évolué, le dernier changement de ministre de l'Énergie ayant eu lieu en février 2021.

Une nouvelle loi sur les hydrocarbures, qui a été proposée pour la première fois fin 2019 et adoptée en 2020, devrait être pleinement mise en œuvre en 2021. La loi vise à aider à attirer de nouveaux investissements en amont en améliorant les conditions pour les investisseurs. Les options pour les licences en amont en vertu de la nouvelle loi sont les suivantes:

- Contrats de participation: conditions similaires à celles de la loi précédente, Sonatrach détient une participation minimale de 51%;
- Contrat de partage de production: l'investisseur privé / IOC reçoit une part de production en rapport avec son investissement; et,
- Contrats de service de risque: l'investisseur privé / IOC reçoit une rémunération liée aux volumes de production une fois que la production minimale a été atteinte.

De nouveaux accords avec d'autres acteurs internationaux en amont devraient être finalisés une fois la mise en œuvre terminée. Les nouveaux accords, signés en 2020 et 2021, incluent ceux avec Chevron, TPAO de Turquie, Lukoil et Zarubezhneft de Russie, ExxonMobil, Cepsa d'Espagne, OMV d'Autriche, Wintershall Dea d'Allemagne et Occidental Petroleum.

Sonatrach a été responsable du développement des infrastructures gazières nationales et est l'unique propriétaire de la capacité de liquéfaction du pays. La société a annoncé des plans d'investissement de 519 millions de dollars dans les infrastructures amont, intermédiaire et aval en septembre 2020, qui impliquaient des contrats avec deux entreprises algériennes et quatre filiales de Sonatrach. Les projets internationaux de pipeline, cependant, ont impliqué des structures d'investissement et de propriété de partenaires étrangers. Le gazoduc GME et Medgaz vers l'Espagne et le gazoduc Transmed vers l'Italie ont tous été financés au niveau international avec le soutien des partenaires espagnols et italiens de Sonatrach, respectivement. Sonatrach est copropriétaire du pipeline Transmed avec Eni et est devenu le propriétaire majoritaire du pipeline Medgaz en augmentant sa participation de 42,96% à 51% mi-2020.

Le secteur de l'électricité est le plus grand fournisseur de gaz, représentant environ 42% de la demande totale de gaz en 2018. Avec l'accent mis sur le gaz dans le secteur de l'électricité, la production d'électricité au gaz domine la production d'électricité du pays. L'utilisation du gaz dans le secteur de l'électricité a soutenu l'expansion de l'approvisionnement en électricité en Algérie, permettant une production d'électricité plus fiable. La puissance totale produite au gaz s'élevait à environ 75,5 TWh en 2018, soit environ 98% de la puissance totale. Le secteur électrique a été développé par le gouvernement via Sonelgaz et ses filiales. L'investissement

ciblé du gouvernement dans le secteur a entraîné l'expansion du taux d'électrification du pays, qui est d'environ 99%. Elle a également façonné l'utilisation du gaz dans le secteur.

Outre le développement du gaz dans le secteur de l'électricité, l'utilisation du gaz dans le secteur industriel s'est développée et a soutenu l'expansion des secteurs de l'ammoniac en Algérie, qui est devenu un produit d'exportation majeur pour le pays. Les exportations d'ammoniac ont été d'environ 1,3 million de tonnes ces dernières années. Le secteur des engrais du pays a été développé par le gouvernement par le biais de coentreprises avec des partenaires étrangers, dont la première a démarré en 2005. Le gouvernement a poussé l'expansion de la production d'engrais avec un approvisionnement en gaz domestique économiquement compétitif fournissant la matière première. Cela a favorisé l'absorption d'ammoniac et d'urée au niveau national. En plus de fournir de l'ammoniac et de l'urée au propre secteur agricole de l'Algérie, le comté a des exportations substantielles de ces produits.

L'Algérie a d'importantes subventions sur les prix du gaz et de l'électricité pour le marché intérieur, qui coûtent au gouvernement des millions de dollars par an. Le ministère des Finances, avec le soutien de la Banque mondiale, a entrepris de réformer les subventions actuelles. On s'attend à ce que des réformes des prix soient entreprises pour le secteur industriel avant le secteur de l'électricité, et que le retrait des subventions aidera à ralentir le rythme de la croissance de la demande de gaz. En outre, bien que des réformes des prix du gaz soient nécessaires, elles représentent une charge financière moindre que celles du secteur de l'électricité et risquent par conséquent de ne pas être prioritaires pour la réforme.

Bonnes / mauvaises leçons pour le Sénégal

L'Algérie était à la pointe du développement de l'industrie du GNL. L'expansion du pays dans les exportations de gaz par canalisation vers l'Europe, d'abord via le gazoduc GME et Transmed et plus récemment via le gazoduc Medgaz, a encore renforcé la position de l'Algérie en tant que principal fournisseur international de gaz à une époque où les marchés gaziers européens étaient en expansion et les prix étaient relativement élevés. Les points clés pertinents pour le Sénégal sont décrits ci-dessous.

Bon leçons

- **Stratégie gouvernementale: un soutien clair au développement des ressources est nécessaire.** Le gouvernement algérien a cherché à développer à la fois les exportations et le marché intérieur du pays pour monétiser ses réserves de gaz. Le développement du gaz dans le secteur de l'électricité a soutenu l'expansion de la fourniture d'électricité et a contribué à créer un marché pour le gaz. Le développement de l'utilisation du gaz dans les secteurs des engrais et de l'ammoniac était également un moyen d'accroître les possibilités d'exportation pour l'économie et d'élargir le marché du gaz du pays. Parallèlement, le développement des exportations de gaz et de GNL a contribué à générer des revenus d'exportation indispensables.
- **Un organisme de réglementation distinct et indépendant peut renforcer la confiance des investisseurs.** L'Algérie dispose d'un régulateur de l'énergie distinct du ministère et des acteurs nationaux. Les régulateurs indépendants aident à soutenir la gestion du marché et l'environnement pour les investisseurs.
- **Le rôle d'agrégateur de Sonatrach est essentiel à l'organisation du secteur.** Sonatrach est l'agrégateur central, ce qui signifie que tout le pétrole et le gaz produits en Algérie sont vendus à Sonatrach, qui les fournit ensuite au point d'exportation et les revend aux IOCs. Cela fournit un système clair d'approvisionnement et de vente, le NOC jouant un rôle central.

Mauvais leçons

- **Politique du secteur de l'énergie: une planification politique proactive au niveau national est essentielle.** La gestion des politiques doit être coordonnée pour garantir l'élaboration et la mise en œuvre d'une politique nationale cohérente. Il doit également être planifié de manière proactive. L'approche consistant à confier à différents ministères la responsabilité des différents aspects de la réglementation et de la gestion des politiques du secteur de l'énergie signifie qu'il en résulte un manque de politique nationale et une tendance à la formation des politiques à être réactive.
- **Investissement international: une gestion prévisionnelle cohérente est vitale.** Pour une exploitation optimale des réserves ainsi qu'un engagement d'exportation et une planification du marché intérieur, il est nécessaire d'avoir et de maintenir des conditions attractives pour l'investissement en amont. L'Algérie a eu du mal à attirer les investissements étrangers lors des récents appels d'offres en amont et, bien que des réformes des lois sur les hydrocarbures du pays aient été entreprises au fil des ans, celles-ci ont été confrontées à des retards répétés et certaines séries d'appels d'offres ont suscité un

intérêt limité. L'environnement politique doit également être sécurisé pour faciliter les nouveaux investissements.

• **Les subventions non viables nécessitent des réformes difficiles.** Les subventions aux prix du gaz peuvent conduire à des prix plus bas sur le marché intérieur que ceux payés aux producteurs et créeront une charge économique insoutenable pour le gouvernement tout en faussant la demande de gaz. Le relâchement des subventions au gaz et à l'électricité est très difficile et subira des réactions négatives du public et devra donc être effectué sur une période prolongée.

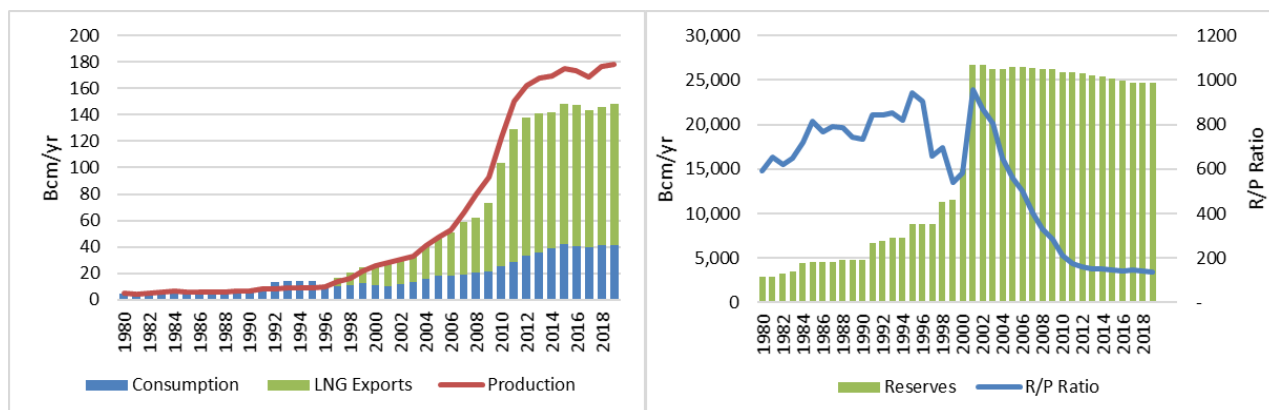
2.8.1.3. Qatar

Description du secteur énergétique

Le Qatar est l'un des plus grands producteurs de gaz et exportateurs de GNL au monde et a été le premier exportateur mondial de GNL pendant plus d'une décennie. Le Qatar a exporté 77,1 tonnes de GNL en 2020, dépassé uniquement par l'Australie qui en a exporté 77,8 tonnes. Le Qatar abrite le gisement de gaz de North Pars, l'un des plus grands gisements de gaz au monde. Le secteur de l'énergie, y compris les exportations de GNL, est une source majeure de revenus pour le pays. Le Qatar est également un important producteur de gaz en liquides (GTL) et possède la plus grande installation GTL au monde. La demande de gaz dans le pays a augmenté ces dernières années et est dominée par les secteurs de l'énergie et du dessalement.

Le champ North Pars a été découvert en 1971 avec des réserves de plus de 900 tcf. Alors que les réserves totales de gaz du pays ont commencé à diminuer, elles restent élevées, à environ 24 681 bcm en 2019, représentant 12,4% du total des réserves mondiales. Le Qatar a produit 178 bcm de gaz en 2019 et n'en a consommé que 41 bcm, l'essentiel de la production étant destiné aux exportations de GNL. Les exportations totales de GNL étaient d'environ 107 bcm en 2019, avec environ 21,5 bcm exportés par gazoduc.

Figure 150 Qatar - Production, Consommation et Exportations Gaz



Source: BP Statistical Review

Les premières exportations de GNL ont démarré en 1996. La production de gaz du pays et les exportations de GNL ont augmenté régulièrement pour atteindre 77,1 mtpa. Outre les exportations substantielles de GNL du pays, le Qatar dispose également d'un pipeline d'exportation vers les Émirats arabes unis et Oman; le pipeline Dolphin. Les exportations par canalisation vers les Émirats arabes unis et Oman sont d'environ 20 bcm / an.

La réglementation du secteur de l'énergie est gérée par le ministère de la Municipalité et de l'Environnement, soutenu par le ministre de l'Énergie et de l'Industrie. Toutes les ressources naturelles du pays sont considérées comme des actifs de l'État, les droits d'exploration sont octroyés par Qatar Petroleum (QP). Bien que des acteurs étrangers investissent dans l'industrie énergétique du Qatar, conformément à la réglementation nationale, le secteur pétrolier et gazier du pays est dominé par des entreprises publiques. QP est responsable d'une grande partie des activités pétrolières et gazières du pays tout au long de la chaîne de valeur. QP a le droit de conduire ou d'approuver des opérations pétrolières et gazières et gère l'exploration, la production, le transport, le stockage et les ventes de pétrole et de gaz, y compris la production de GTL et les engrais et la pétrochimie. QP prend une participation directe d'environ 70% dans les opérations en amont et dans le GNL.

Les installations d'exportation de GNL du pays sont gérées par la filiale Qatargas de QP (qui a fusionné avec RasGas en 2018) et ont été développées grâce aux investissements des COI. L'expédition de GNL est détenue et gérée par la Qatar Gas Transport Company (Nakilat). Qatargas est divisé en divisions avec différentes structures

d'actionnariat et la responsabilité de la gestion de trains d'exportation de GNL spécifiques. Les installations AKG-1 et AKG-2, qui vendent du gaz sur le marché intérieur, ont des capacités de 750 MMscfd et 1250 MMscfd respectivement et sont détenues majoritairement par ExxonMobil Middle East Gas Marketing Limited (Al Khaleej Gas) - Qatargas détient une participation de 20% en AKG-2 et est l'exploitant des deux installations.

Figure 151 Structure des Trains GNL (Qatargas et RasGas)

Project	Trains	Année	Capacité (mtpa)	Actionnariat
Qatargas 1	1, 2, 3	1996	3.3	QP (65%), ExxonMobil (10%), Total (10%), Mitsui (7.5%), Marubeni (7.5%)
Qatargas 2	4, 5	2009	7.8	Train 4: QP (70%) and ExxonMobil (30%). Train 5: QP (65%), ExxonMobil (18.3%), Total (16.7%)
Qatargas 3	6	2010	7.8	QP (68.5%), ConocoPhillips (30%), Mitsui (1.5%)
Qatargas 4	7	2011	7.8	QP (70%), Royal Dutch Shell (30%)
RasGas I	1-2	1999	3.3	QP (63.0%), ExxonMobil (25.0%), Koras (5.0%), Itochu (4.0%), Nissho Iwai (3.0%)
RasGas II	1,2,3	2004-6	4.7	QP (70.0%), ExxonMobil (30.0%)
RasGas III	1,2	2009	7.8	QP (70.0%), ExxonMobil (30.0%)

Source: Qatargas

Bien que les taux de production aient été plafonnés par le gouvernement depuis 2010 environ, une expansion majeure de la capacité de GNL du pays est désormais prévue. La production annuelle de GNL devrait augmenter de 40% d'ici 2026. La production dans le cadre de la première phase de l'expansion devrait actuellement démarrer d'ici la fin de 2025 avec une pleine exploitation de la capacité supplémentaire prévue pour 2026/2027. La deuxième phase de l'expansion devrait être opérationnelle en 2027 et portera la capacité totale à 126 mtpa. Le coût total de l'expansion est estimé à 28,7 milliards de dollars. Un processus d'appel d'offres permettant aux sociétés pétrolières internationales de prendre une participation de 30% dans la première phase du projet est en cours.

Les installations de GNL ont un régime conventionnel d'imposition des sociétés avec un taux d'imposition de 30%. La fiscalité en amont n'est pas conventionnelle. Comme tous les projets sont basés sur un seul champ géant, chaque projet se voit attribuer un bloc dans le champ. L'Etat perçoit une redevance largement basée sur la production de condensat qui est considérable mais pas d'autre impôt ou part de profit. Le taux auquel la redevance est perçue a eu tendance à augmenter avec le temps à mesure que les prix augmentaient (au moins jusqu'à mi-2008) et que les projets se sont avérés de plus en plus rentables. Les projets ont un schéma d'intégration complexe qui leur permet d'être exploités efficacement mais, en substance, la coentreprise exploite les installations. Cela a donné à QP un solide soutien technique d'ExxonMobil au début, mais a toujours été doté d'un mélange de détachés d'ExxonMobil et de ressortissants qatariens et d'embauches directes. Cela a permis un programme de « qatarisation » très réussi et a maintenu les coûts à des niveaux raisonnables grâce à l'utilisation de l'embauche directe. Nakilat a embauché Shell en 2007 pour fournir une expertise en gestion des navires, mais avec un transfert progressif à Nakilat après 8 ans pour être achevé après 12 ans.

Ce modèle s'est avéré très efficace pour le Qatar et a contribué à en faire le pays le plus riche du monde en termes de PIB par habitant. Il a également fourni des récompenses satisfaisantes pour les IOCs et semble avoir fonctionné très bien.

Le Qatar utilise également ses ressources gazières sur le marché intérieur. La quasi-totalité de la production d'électricité du pays est alimentée au gaz. La production totale d'électricité au gaz a augmenté pour atteindre environ 48 TWh en 2018, contre 9 TWh en 2000. Le gaz est également utilisé pour le dessalement. L'investissement de l'État a entraîné le développement du secteur de l'électricité. La Qatar Electricity and Water Co, détenue majoritairement par l'État, est le principal fournisseur d'électricité et d'eau au Qatar.

Le gaz est également fourni au secteur industriel. La demande totale de gaz industriel était d'environ 7,3 bcm en 2018. Une grande partie du gaz utilisé dans le secteur industriel est destinée à la production d'engrais et de polymères d'éthylène. Le gouvernement a soutenu le développement précoce du secteur des engrais par le biais d'une coentreprise avec des investisseurs internationaux, la Qatar Fertilizer Company (QAFICO), fondée en 1969. QAFICO est depuis devenu un producteur d'engrais à grande échelle et appartient maintenant à Industries Qatar qui est cotée à la Bourse du Qatar.

Le Qatar possède également un secteur GTL important qui a été développé par le biais de coentreprises gouvernementales. Le gouvernement a ciblé le secteur qui s'est construit à travers deux grandes installations. Les installations GTL du pays, l'Oryx GTL (QP 51%, Sasol-Chevron GTL 49%) et le projet Pearl GTL (QP 51%, Shell 49%) utilisent le gaz comme matière première. L'usine d'Oryx utilise environ 330 MMscfd (3,4 bcm) pour

produire 30 000 barils / jour de produits GTL. L'usine de Pearl utilise 1,600 MMscfd (16,6 bcm) de gaz pour produire 140 000 bbls / jour de produits GTL et 120 000 bbls / jour de liquides de gaz naturel et de GPL..²²

Bonnes / mauvaises leçons pour le Sénégal

Le Qatar a profité de sa situation géographique et de la facilité d'accès aux marchés du gaz en Asie et en Europe. L'ampleur des ressources gazières du pays a également permis un niveau de croissance du marché intérieur et des exportations qui ne sont pas reproductibles dans les pays aux réserves plus limitées. Le moment du développement des exportations de GNL du Qatar a également coïncidé avec une croissance substantielle de la demande de GNL, ce qui lui a permis d'assurer une position forte qu'il s'efforce de maintenir alors que la demande mondiale de GNL continue de mûrir.

Bon leçons

- **Développement stratégique du marché intérieur.** Le Qatar a accru la demande de son gaz sur le marché intérieur grâce au développement direct de la production d'électricité au gaz, de la GTL, de la production d'engrais ainsi que de l'utilisation du gaz pour le dessalement. L'investissement et le développement stratégique du marché intérieur du pays ont permis aux ressources gazières du pays d'améliorer l'approvisionnement en électricité et de soutenir la croissance économique. Le développement ciblé du secteur GTL a également été un plan concerté visant à maximiser l'utilisation des ressources nationales pour aider à répondre aux besoins du marché intérieur.
- **Approvisionnement en GNL compétitif et fiable.** Le Qatar a été en mesure de proposer du GNL à des prix compétitifs et à des conditions attractives à ses acheteurs avec lesquels il a établi des relations à long terme. Le Qatar a une solide réputation en tant que fournisseur fiable.
- **Contrôle fort de l'acteur étatique dans le secteur de l'énergie.** QP domine le secteur de l'énergie et cette position est soutenue par la réglementation énergétique. QP est responsable des infrastructures de transport et de distribution de gaz. QP est également chargé d'approuver l'accès des tiers à l'infrastructure pipelinière.
- **Régime réglementaire stable pour les investisseurs.** La structure de la réglementation du Qatar et la participation de l'État au secteur de l'énergie sont relativement stables. L'accès à l'infrastructure pour des tiers et d'autres aspects réglementés similaires de l'exploitation dans le secteur sont gérés par des clauses dans les licences avec un rôle et une implication claire de QP.
- **Aide à l'investissement international pour les infrastructures.** Le Qatar est devenu le premier fournisseur mondial de GNL grâce à l'expansion agressive de ses capacités d'usine. Le Qatar a réussi à attirer des investissements internationaux pour développer ses projets d'exportation de GNL. Les partenariats avec différents acteurs internationaux ont été structurés différemment pour les différents trains, cependant, QP conserve une participation majoritaire dans chacun. Le succès de ces partenariats a permis de réaliser les rythmes d'expansion.

Mauvais leçons

- **La réglementation relevant du ministère, le pays n'a pas de régulateur distinct.** La responsabilité de la réglementation énergétique incombe au ministère de l'Énergie et de l'Industrie par opposition à un organisme de réglementation distinct et indépendant. Il n'y a pas non plus de séparation de la réglementation par secteur au sein de l'industrie de l'énergie, comme on le voit dans les pays qui ont un régulateur en amont indépendant et séparé. De plus, la position de QP signifie que, bien que l'entreprise ne soit pas un organisme de réglementation, elle exerce une forte influence sur le secteur.

²² <https://www.eia.gov/international/analysis/country/QAT>

2.8.2. Pétrolier

2.8.2.1. Royaume-Uni

Description du secteur de l'énergie

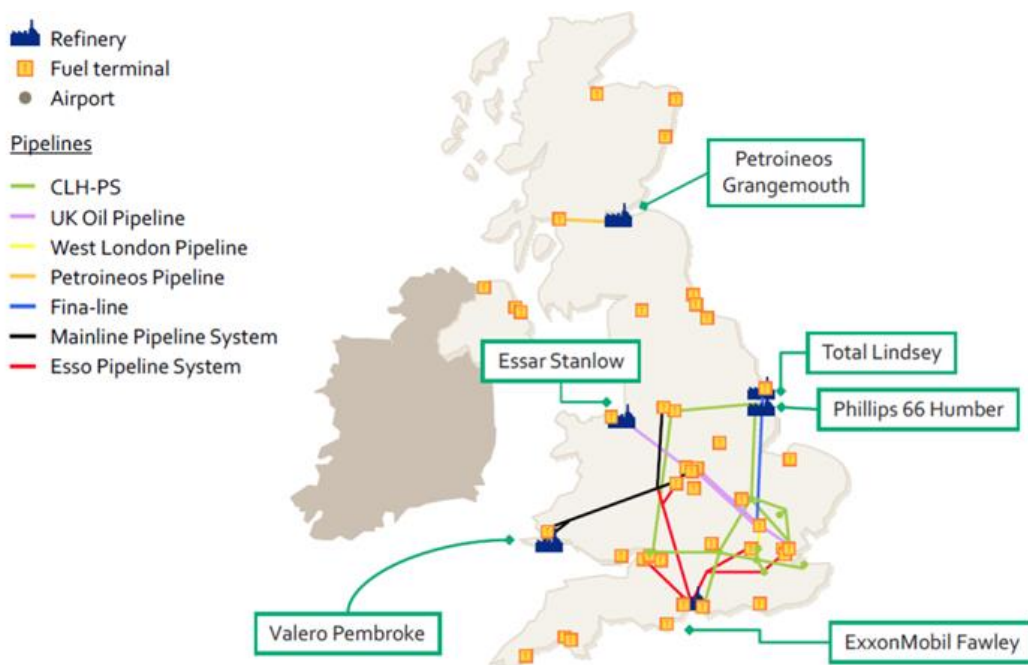
Le secteur pétrolier en aval du Royaume-Uni comprend plus de 200 entreprises impliquées dans le raffinage, la distribution et la commercialisation de produits pétroliers. Il s'agit de compagnies pétrolières, de chaînes de supermarchés, de groupes de vente au détail indépendants, jusqu'au détaillant indépendant avec un seul site.

Le marché est divisé en secteurs de gros (commercial) et de détail. Le marché commercial comprend les producteurs d'électricité, les clients industriels, le transport (aviation, marine et routière), l'agriculture, les distributeurs indépendants de carburant (transport et combustibles chauffants), le gouvernement et ses agences, les services publics et l'armée. Le marché de détail couvre les carburants principalement vendus dans les stations-service.

Le marché des carburants routiers au Royaume-Uni s'élève à environ 35,7 millions de tonnes par an, soit un peu moins de 45 milliards de litres. La demande de carburants de transport routier équivaut à 45 millions de litres d'essence et à un peu plus de 77 millions de litres de diesel par jour.

Mis à part le carburéacteur, le marché des carburants de transport est mature avec peu de croissance globale de la demande et dans le cas des carburants vendus sur le parvis, ce secteur stagne pratiquement. Les ventes d'essence représentent actuellement 37 % de la demande de transport routier par litre vendu, tandis que les ventes de diesel représentent maintenant 63 % de la demande totale.

Figure 152 La chaîne d'approvisionnement en carburant du Royaume-Uni



Source: UK Petroleum Industry Association (UKPIA)

Le marché britannique a connu une transition majeure au cours des trente dernières années. Au début des années 1980, il était en grande partie sous le contrôle des grandes compagnies pétrolières. Mais l'émergence des supermarchés sur le marché, soutenue par les importateurs et les négociants pour les besoins croissants en diesel importé, a créé un grand changement dans le rapport de force, qui a finalement profité au consommateur.

Le marché du carburant au Royaume-Uni d'aujourd'hui est hautement concurrentiel. Il y a un bon niveau d'accès libre grâce à une infrastructure indépendante et à la concurrence entre les participants au marché. Les prix du marché ne sont ni contrôlés ni dominés par aucun joueur. Le niveau des prix et les marges de la chaîne d'approvisionnement sont déterminés par les forces du marché. La surveillance de l'état consiste à établir les normes d'exploitation et de qualité requises et à veiller à ce qu'il y a une concurrence adéquate sur le marché.

Dans les années 1980 et 1990, toutes les raffineries du Royaume-Uni appartenaient et étaient exploitées par les grandes marques de compagnies pétrolières. En 2009, sur les neuf raffineries de pétrole exploitées au Royaume-

Uni, une seule – ExxonMobil à Fawley – faisait partie d’une exploitation verticalement intégrée en aval. Actuellement en 2021, six raffineries sont toujours en fonctionnement. Les trois raffineries qui ont fermé depuis 2009 fonctionnent maintenant comme terminaux d’importation.

Les six raffineries en exploitation restantes sont réparties autour de la côte du Royaume-Uni, comme indiqué la carte ci-dessus. Tous exploitent le produit expédié directement de la raffinerie. Cinq sont reliés à des réseaux d’oléoduc de produits, transportant du carburant vers des terminaux pétroliers intérieurs pour distribution.

L’économie du raffinage est très volatile. Aucune des raffineries britanniques sont des installations véritablement « de classe mondiale », de sorte que la menace demeure de nouvelles fermetures de raffineries en raison de la concurrence mondiale.

Il y a 14 000 km de gazoducs au Royaume-Uni. Ceux-ci sont détenus par des entreprises privées, alimentant les terminaux intérieurs du Royaume-Uni pour les principaux centres de demande.

L’approvisionnement fonctionne sur une combinaison d’approvisionnement depuis les raffineries et de produits importés. En l’absence de l’une ou l’autre partie, elle ne fonctionnerait pas efficacement, et ce serait au détriment du consommateur.

Le raffinage est un élément important de la chaîne d’approvisionnement en carburant, fournissant toute la demande d’essence et à une partie des besoins en diesel et en kérosène d’aviation. Historiquement, au milieu des années 1980, la capacité des raffineries était suffisante pour répondre à la demande de carburants liquides au Royaume-Uni. Le raffinage et la commercialisation ont été équilibrés, en volume et par produit. Mais à mesure que la pénurie structurelle de carburants diesel sur le marché britannique s’est développée, les importations sont progressivement devenues une nécessité pour répondre à plus de 40 % de la demande de distillats. Grâce à la fragmentation et à la transparence de la chaîne d’approvisionnement en carburant du Royaume-Uni, les consommateurs et les entreprises ont accès aux produits par le biais de divers fournisseurs. Il y a de la concurrence à chaque étape de la chaîne.

Le Royaume-Uni tend en tant qu’économie vers un modèle de réglementation axé sur les consommateurs, assurant une concurrence ouverte, régie par une législation favorisant le commerce équitable, mais établissant des normes d’exploitation. Il y a donc peu de réglementation directe des prix et des marges sur les marchés. En effet, on peut facilement soutenir que l’environnement concurrentiel qui prévaut au Royaume-Uni signifie que la réglementation n’est pas nécessaire, le seul danger possible de cette approche étant que certains investissements importants structurels n’aient pas lieu.

Le gouvernement joue un rôle dans les principaux domaines suivants :

- Le ministère des Transports établit des règles sur les normes relatives aux carburants de transport et les exigences d’exploitation (par exemple, avec les mandats en matière de biocarburants)
- Le Département des affaires, de l’énergie et de la stratégie industrielle détermine les normes d’exploitation globales en ce qui concerne l’accès aux marchés et la concurrence
- L’Autorité de la concurrence et des marchés et l’Office du Commerce Équitable se prononce sur les questions où le commerce équitable, l’accès aux marchés et les prix sont remis en question

Bonnes / mauvaises leçons pour le Sénégal

Bonnes leçons

Le Royaume-Uni dispose d’un marché concurrentiel, ouvert et transparent dans toute la chaîne d’approvisionnement. Il a un régime pétrolier flexible, bien développé avec des régulateurs indépendants. De nombreux actifs de la chaîne d’approvisionnement sont gérés commercialement par des tiers et peuvent être utilisés sur une base tarifaire.

Certains actifs importants de la chaîne d’approvisionnement (par exemple le gazoduc UKOP) ont un accès restreint, en raison de leur propriété limitée. Toutefois, il existe une densité suffisante de solutions de rechange développées à la chaîne d’approvisionnement pour empêcher toute pratique véritablement prédatrice du marché.

Le Royaume-Uni est une économie axée sur les consommateurs, et les autorités de la concurrence ont tendance à avoir peu de sympathie pour les pratiques commerciales qui semblent être dommageables pour le consommateur. Les conséquences pour les grandes compagnies pétrolières, à la suite de l’entrée sur le marché des supermarchés sont un bon exemple pour montrer que la réglementation est largement axée sur les consommateurs.

Des carburants alternatifs sont déjà mis sur le marché. Le GNL, le CNG et les VE sont déjà disponibles en tant qu'options de carburant ou de mobilité. Il existe des mandats biofuels et carburants renouvelables qui évoluent pour atteindre des objectifs de décarbonisation de plus en plus stricts.

Des carburants alternatifs sont déjà mis sur le marché. À partir de 2021, le GNL, le CNG et les véhicules électriques sont déjà disponibles en tant qu'options de carburant ou de mobilité. Il existe des mandats pour les biocarburants et les carburants renouvelables qui évoluent pour atteindre des objectifs de décarbonation de plus en plus stricts. En 2020, la réglementation a encore été mise à jour pour imposer les biocarburants avancés dans le pool de carburant, par la « UK Renewable Transport Fuels Obligation (RTFO) ».

Mauvaises leçons

Le surplus en essence est difficile à supporter pour l'économie du raffinage et il pourrait y avoir d'autres rationalisations des raffineries. La rationalisation des raffineries augmentera encore le déficit de diesel et de carburéacteur. Toutefois, cela n'est pas considéré comme un problème : lorsque la raffinerie Petroplus de Coryton, dans le sud-est de l'Angleterre, a fermé ses portes et a été mise sous séquestre financière en janvier 2014, il n'y a pas eu de pénurie de carburant.

L'activité pétrochimique au Royaume-Uni est sous la menace concurrentielle de plus grands complexes pétrochimiques européens et de pays producteur.

2.8.2.2. Nigéria

Description du secteur de l'énergie

Le Nigéria est devenu membre de l'Organisation des pays exportateurs de pétrole (OPEP) en 1971, plus d'une décennie après le début de la production pétrolière dans l'État de Bayelsa, riche en pétrole, dans les années 1950. Bien que le Nigeria soit le premier producteur de pétrole d'Afrique, la production souffre de perturbations de l'approvisionnement, qui ont entraîné des pannes imprévues jusqu'à 500 000 barils par jour (b/j).

Parmi les raisons qui affectent l'approvisionnement figurent le conflit dans la région du delta du Niger, où se trouvent principalement les industries pétrolière et gazière. Le pétrole dérobé lors d'attaques sur les pipelines de produits pétroliers cause des dommages souvent graves, causant la perte de production, la pollution, et force des entreprises à stopper leur production.

Le vieillissement de l'infrastructure et le manque d'entretien ont également entraîné des pollutions. De plus, le torchage du gaz naturel, c'est-à-dire la combustion du gaz naturel associé au pétrole, a contribué à la pollution de l'environnement. Les protestations des groupes locaux au sujet des dommages environnementaux causés par les déversements de pétrole et le torchage du gaz ont exacerbé les tensions entre certaines communautés locales et les compagnies pétrolières internationales (OIC). L'industrie a été blâmée pour la pollution qui a endommagé l'air, le sol et l'eau, entraînant des pertes de terres arables et une diminution des stocks de poissons.

Les ressources pétrolières et gazières du Nigeria sont le pilier de l'économie du pays. Selon The Economist, le pétrole représente environ 9% du PIB du Nigeria, il représente 80% des recettes d'exportation et environ la moitié des recettes publiques. Les économies générées lorsque les recettes pétrolières dépassent les recettes budgétisées sont placées dans des fonds souverains, qui peuvent ensuite être prélevés les années où les recettes pétrolières sont inférieures au budget. Cela a été sérieusement mis à l'épreuve pendant la pandémie de COVID-19.

Structure réglementaire

Le règlement sur l'importation de produits pétroliers raffinés au Nigéria relève également du Département des ressources pétrolières (DPR). Le DPR rend obligatoire l'obtention d'un permis d'importation pour toute entreprise souhaitant s'engager dans l'importation de produits pétroliers raffinés. En ce qui concerne le transport des produits pétroliers à l'intérieur du Nigéria, le Règlement sur le pétrole interdit le transport de pétrole en vrac sans permis.

En vertu de la Loi sur le pétrole et du Règlement sur le pétrole en aval, les produits pétroliers ne peuvent être importés au Nigéria que par des ports prescrits, à moins qu'une dérogation ne soit obtenue par écrit du directeur des douanes permettant cette importation par d'autres ports.

De plus, toutes les installations de stockage des produits pétroliers importés doivent être inspectées par le DPR avant d'obtenir un permis. Les installations doivent respecter les spécifications pour le stockage des catégories de produits pétroliers.

La chaîne d'approvisionnement - Raffinage du brut

Il y a actuellement cinq raffineries au Nigéria ; dont quatre appartiennent au gouvernement nigérian par l'intermédiaire de la Nigerian National Petroleum Corporation (NNPC), tandis que la cinquième est détenue et exploitée par Niger Delta Petroleum Resources (NDPR).²³

La raffinerie de Port Harcourt, une usine de conversion complexe de 210 000 barils par jour, est exploitée par la Port Harcourt Refining Company (PHRC) Limitée, une filiale de la Nigerian National Petroleum Corporation (NNPC). La raffinerie de Warri a été créée en 1978 avec une capacité de raffinage de 100 000 barils par jour et a été augmentée à 125 000 barils par jour en 1987. La raffinerie de Kaduna a une capacité de raffinage de 110 000 barils par jour et est située à Kaduna, dans l'État de Kaduna. La raffinerie NDPR est une usine de 1 000 barils par jour située à Ogbelle, dans l'État de Rivers.

La capacité d'exploitation totale déclarée par la NNPC est de 445 000 barils par jour.

Depuis plusieurs années, les taux d'utilisation de ces raffineries sont bien inférieurs à la capacité nominale et ont récemment probablement été en moyenne d'environ 20 % d'utilisation. En raison de ces faibles niveaux d'utilisation, les raffineries n'ont pas été en mesure de répondre à la demande intérieure.

²³ Opérations de DPR (<http://dprnigeria.org.ng/dpr-operations/downstream/refinery/>)

En juillet 2019, toutes les raffineries de la NNPC ont cessé leur production. Selon le dernier rapport mensuel de la NNPC en septembre 2020, c'était toujours le cas. La NNPC déclare dans son rapport mensuel que «la Société adopte un modèle d'affaires pour les raffineries d'usine marchande depuis janvier 2017». Nous attribuons cela à la « bourse du pétrole brut contre produits pétroliers » avec les grandes maisons de négoce mondiales de matières premières, telles que Glencore, Vitol et Trafigura. Ces changements ont sapé tout plan de redressement du secteur actuel du raffinage du pétrole.

La nouvelle raffinerie de Dangote change la donne pour l'industrie nigériane du raffinage, avec un impact aussi dans la région de l'Afrique de l'Ouest. La raffinerie de Dangote est une raffinerie intégrée de 650 000 barils par jour (bpj), une usine de polypropylène de 3,6 millions de tonnes par an, une usine d'urée de 3,0 millions de tonnes par an et des installations de traitement du gaz naturel pour alimenter en gaz naturel. Quand il est construit, la raffinerie devrait être la plus grande installation à train unique au monde. La date exacte de mise en service n'est pas connue mais est estimée à environ 2022-2023. Dont le coût est estimé à 18 milliards de dollars, la raffinerie produira de l'essence et du diesel de qualité Euro-V, ainsi que du carburéacteur et du polypropylène.

Lorsque cette raffinerie se mettra en service, les répercussions immédiates se feront sur les raffineries existantes du Nigéria et sur les entreprises qui fournissent des produits au Nigéria aujourd'hui. Le Nigeria est la plus grande économie d'Afrique de l'Ouest, mais avec une capacité de 650 000 barils par jour, Dangote devrait dépasser la demande nationale d'au moins 200 000 barils par jour. Il est donc probable que la capacité actuelle de raffinage du Nigeria doive être réduite, tout comme les accords d'approvisionnement existants en produits importés. Dangote est également susceptible de servir de source concurrentielle d'approvisionnement en produits pour l'Afrique de l'Ouest, soit par les exportations depuis Lagos, soit directement par l'intérieur pour les pays voisins.

Propriété- Pétrole (Aval)

La distribution et la commercialisation des produits pétroliers ont plusieurs acteurs au Nigeria, la filiale d'État de NNPC, NNPC Retail contrôlant environ 2 à 7% du marché, selon les chiffres de juillet 2021.²⁴

L'Autorité de réglementation des prix des produits pétroliers (PPPRA) est chargée de fixer les prix de détail du pétrole au Nigéria. Les principaux éléments pris en compte par la PPPRA comprennent le coût d'importation des produits pétroliers, les marges pour les entreprises de ventes, les concessionnaires et les transporteurs, les frais de dépôts et taxes.²⁵

Infrastructure – Pétrole (aval)

Aval - Distribution/commercialisation de produits pétroliers - Comme nous l'avons mentionné précédemment, les produits pétroliers sont parfois importés pour compléter la production locale lorsque les raffineries locales ne sont pas en mesure de traiter suffisamment pour répondre aux besoins du pays. Les produits pétroliers importés ou raffinés localement sont reçus par le PPMC à partir des ports ou des pipelines d'importation et ensuite distribués par oléoducs aux dépôts aux points de vente désignés. Il est également possible d'utiliser le système ferroviaire pour les envoyer vers certains dépôts PPMC.

Encore une fois, une grande partie de ce système est susceptible de changer lorsque la raffinerie de Dangote commencera.

Bonnes / mauvaises leçons pour le Sénégal

Le Nigeria dispose d'une vaste infrastructure pétrolière en amont et en aval. Toutefois, le régime de réglementation a un bilan mitigé. La sécurité a été un problème permanent et ceci a non seulement découragé les investissements étrangers dans la chaîne d'approvisionnement, mais a incité certaines entreprises à réduire leur présence sur le marché. La production de pétrole au large des côtes arrive à maturité avec du pétrole de haute qualité. Encore une fois, il y a des problèmes de sécurité liés à l'accès aux installations pétrolières extracôtières, ce qui signifie que le transport maritime peut être à un prix élevé dans la région. Il y a aussi des questions d'équité et de corruption associées aux activités de commercialisation du pétrole en amont qui ont rebuté les investisseurs internationaux.

Pour l'activité d'approvisionnement et l'aval, la gouvernance a été faible. NNPC s'est approprié toutes les raffineries dans le but de se réformer, mais elles ne fonctionnent qu'à seulement 10-30% de leur capacité. Ceci,

²⁴ PPPRA – Petroleum Products Stock & Days Report de suffisance 11 juillet 2021 (<http://pppra.gov.ng/petroleum-products-stock-days-sufficiency-report-11th-july-2021/>)

²⁵ PPPRA - Modèle de tarification (<http://www.pppra-nigeria.org/pricingtemplate.asp>)

combiné à la domination des sociétés de trading international dans l'approvisionnement en produits a conduit à une situation idéale pour lancer le projet de la raffinerie de Dangote.

On s'attend généralement à ce que la mise en service de la raffinerie de Dangote entraîne la fermeture permanente des raffineries existantes de la PNNN et que Dangote devienne également un important fournisseur pour toute la région.

2.8.2.3. Malaisie

Description du secteur de l'énergie

Vue d'ensemble du secteur pétrolier

La Malaisie est le deuxième producteur de pétrole et de gaz naturel en Asie du Sud-Est, le deuxième exportateur mondial de gaz naturel liquéfié, et est stratégiquement située au milieu d'importantes routes pour le commerce de l'énergie par voie maritime. En 2019, la production totale de combustibles liquides était d'environ 712 000 barils par jour, dont environ 600 000 barils par jour étaient du pétrole brut.

Cela est dû en grande partie à la Politique nationale du pays, mise en place en 1980, qui a maintenu la production d'hydrocarbures à 3 % des réserves totales chaque année. En 2010, le gouvernement malaisien a introduit de nouvelles incitations fiscales et d'investissement pour promouvoir les opérations pétrolières et gazières en amont du pays. Aujourd'hui, la production de pétrole et de gaz contribue à moins de 10 % au PIB malaisien. Elle dispose d'une économie diversifiée, dans laquelle la majeure partie du PIB est assurée par les services et le secteur manufacturier, largement basée sur l'électronique.

La Loi sur le pétrole en amont de 1974 a concentré toutes les activités sous Petronas – qui agit à titre de régulateur de l'industrie, et qui rapporte au gouvernement. Les investisseurs étrangers doivent entrer sur le marché par le biais d'un accord de partage de la production (PSA) par lequel les coûts des développeurs sont récupérés d'un accord de partage des risques de pétrole (RSA). Plus de 70 contrats PSA ont été signés. Petronas E&P détiennent c.43 % des capitaux propres de production.

Les petits champs pétroliers de moins de 30 MM de barils peuvent être développés sur une base de partage des risques, le promoteur ayant un rendement financier garanti même si aucun pétrole viable n'est découvert. Environ 50% de ces champs sont en production maintenant.

Le secteur intermédiaire et aval sont réglementés par le ministère de commerce et de l'industrie (MITI), et plus particulièrement le ministère du Commerce intérieur et de la Consommation (MDTCC) responsable de la délivrance des permis et des licences pour le raffinage, la distribution du pétrole et de la pétrochimie.

Structure réglementaire

Le Ministère du commerce international et de l'industrie et le ministère du Commerce intérieur, des Coopératives et des Consumérismes (MDTCC) : Les activités en aval sont réglementées par deux organismes en vertu du Règlement sur le pétrole de 1974. Le Ministère du commerce international et de l'industrie est responsable de toutes les licences pour les secteurs du raffinage, de la transformation et de la pétrochimie, tandis que le Ministère du commerce intérieur et de la consommation est responsable des licences de commercialisation et de distribution des produits pétroliers.

Ministère de l'Énergie, des Technologies vertes et de l'Eau : Le ministère de l'Énergie, des technologies vertes et de l'eau malaisienne (KeTTHA) a été créé le 9 avril 2009 à la suite d'un remaniement ministériel et d'une restructuration. Auparavant, Kettha connu sous le nom de ministère de l'Énergie, de l'Eau et des Communications (MEWC) a été créé le 27 Mars 2004 grâce à la restructuration du ministère de l'Énergie, des Communications et du Multimédia. Les nouvelles fonctions et responsabilités assignées à KeTTHA comprennent la planification et la formulation de politiques et de programmes visant à mettre au point des technologies d'énergie renouvelable pour le pays.

Selon les dispositions de la Loi de 1974 sur l'exploitation pétrolière (qui contient des modifications jusqu'en janvier 2006) en Malaisie, les activités de transformation ou de raffinage du pétrole, de commercialisation et de distribution de produits pétroliers peuvent être effectuées par toute entreprise autre que PETRONAS tant que le Premier ministre l'autorise. PETRONAS relève directement du Premier ministre malaisien, et le secteur pétrolier et gazier relève de l'Unité de planification économique du Département du Premier ministre. Ce département est également responsable de la tarification du gaz, tandis que le ministère du Commerce intérieur et de la Consommation est responsable du prix des produits pétroliers.

PETRONAS : À la suite de l'adoption de la Loi de 1974 sur le développement pétrolier (PDA), la Coopération Pétrolière Nationale, connue sous le nom de PETRONAS (Petroliam Nasional Berhad en langue malaisienne), a été créée en 1974 en tant qu'entreprise d'État en Malaisie. PETRONAS a obtenu la propriété exclusive et le contrôle des ressources pétrolières du pays, y compris l'exploration et la production. Les exportations de pétrole brut et de gaz naturel en provenance de Malaisie sont aussi contrôlées par PETRONAS.

Structure concurrentielle de l'industrie

Prix réglementé des produits pétroliers

En Malaisie, le gouvernement régleme la tarification des produits pétroliers et du gaz naturel. La Malaisie dispose d'importantes subventions à l'énergie, avec de loin la plus grande part des subventions destinées aux produits pétroliers. Les Malaisiens bénéficient de prix du diesel et de l'essence parmi les moins chers d'Asie, et les tentatives de réforme du gouvernement ont été ralenties par la crainte d'une réaction populaire contre la hausse des prix. Le gouvernement a pour objectif à moyen terme de réduire et d'éliminer progressivement les subventions aux carburants et au gaz.

Raffinage

La Malaisie a une capacité de raffinage d'environ 880 000 barils par jour en 2021. La majorité des raffineries de pétrole de Malaisie sont situées en Malaisie péninsulaire et sa compagnie pétrolière nationale, PETRONAS, possède la plus grande capacité de raffinage installée en Malaisie. La Malaisie a investi massivement dans les activités de raffinage au cours des deux dernières décennies et est maintenant en mesure de répondre à la majeure partie de sa demande intérieure de produits pétroliers, ce qui a mis fin à sa dépendance à l'égard de l'industrie du raffinage à Singapour. Il y a sept raffineries au total. PETRONAS, exploite trois de ces raffineries (capacité totale de 479 000 bpi).

L'usine de gaz liquides (GTL) de Shell à Bintulu est capable de convertir le gaz naturel en 14 700 barils de produits GTL par jour. La Malaisie vise également à construire un énorme nouveau complexe pétrochimique et de raffinage du pétrole dans l'État de Johor, parallèlement à une importante route de transit du pétrole vers l'Extrême-Orient, qui fournira également la capacité de production physique dont la Malaisie a besoin pour s'établir comme plaque tournante régionale du commerce et du stockage du pétrole.

Terminaux et Stockage

Malaisie dispose de 34 ports avec terminaux pétroliers, de produits raffinés ou de gaz de pétrole liquide (GPL). Ces installations sont principalement situées le long de la côte orientale de la Malaisie péninsulaire et au large des côtes de l'île sous forme d'installations flottantes de stockage, de production et de déchargement (FPSO), de stockage flottant et de déchargement (FSO) et d'amarrage à bouée unique (SBM). Le long de la côte est de la Malaisie péninsulaire, la raffinerie de Port Dickson possède un certain nombre de terminaux de produits raffinés appartenant à Shell par lesquels les produits pétroliers de la raffinerie sont exportés. Le terminal pétrolier de Melaka est détenu et exploité par PETRONAS et est également situé dans cette région.

Commercialisation des produits pétroliers

Diesel et essence : Les détaillants, en particulier les concessionnaires ou les exploitants des stations-service, sont les détenteurs de franchises ou de contrats des sociétés pétrolières établies de pétrole et de gaz (O&G), tandis que d'autres points de vente sont de petits négociants qui ne font que vendre et distribuer des produits pétroliers qui complètent leurs autres activités commerciales. PETRONAS est un acteur majeur dans le segment de la vente au détail et du marketing en concurrence avec Royal Dutch Shell et Chevron (Caltex Oil Malaysia) et Conoco Phillips. Le tableau ci-dessous montre le nombre de points de vente au détail qui commercialisent des produits pétroliers raffinés en Malaisie.

Figure 153 *Part de marché du pétrole en Malaisie en 2017, par marque*

Copmpagnie	Part de marché
PETRONAS	31%
Shell Malaysia	36%
Caltex Oil Malaysia	18%
Petron	15%

Source: Statista

GPL: Petronas est le plus grand acteur du secteur du GPL avec de 56 % de part de marché (2012). En plus de PETRONAS, il existe un certain nombre d'autres fournisseurs privés de GPL en Malaisie, y compris Essogas et Omani Gas. La consommation de GPL en Malaisie est tirée par les secteurs résidentiel et commercial, car le secteur industriel a tendance à consommer plus de gaz naturel.

Bonnes / mauvaises leçons pour le Sénégal

Bonnes leçons

La Malaisie dispose d'un secteur en aval bien développé, qui sert la demande intérieure ainsi que les marchés d'exportation régionaux. La Malaisie a beaucoup investi dans les activités de raffinage au cours des deux dernières décennies et est maintenant en mesure de répondre à la majeure partie de sa demande de produits pétroliers au niveau national, brisant ainsi sa dépendance à l'égard de l'industrie du raffinage à Singapour. L'évolution de l'infrastructure de commercialisation (infrastructure de stockage et de distribution et points de vente au détail) s'est parallèlement adaptée à l'évolution du front des raffineries. L'industrie malaisienne du

raffinage et de la commercialisation du pétrole est dominée par la compagnie pétrolière et gazière nationale malaisienne PETRONAS.

La Malaisie exporte environ la moitié de sa production de pétrole brut, malgré une demande intérieure supérieure aux besoins d'offre. Il maximise ses revenus en exportant des bruts de haute qualité à faible teneur en soufre vers l'Asie et en important du brut moins cher du Moyen-Orient, environ 200000 barils /jour importés – ce qui représente 50% des besoins des raffineries. Le solde des importations de produits raffinés provient en grande partie de Singapour, qui fournit normalement également ses besoins pétrochimiques.

Le prix de détail suit de près le prix des produits raffinés dans la région - Mean of Platt's Singapore (MOPS), fixé par le mécanisme de fixation automatique des prix (APM) qui a été mis en œuvre en avril 1983. À partir de décembre 2014, le gouvernement a mis en place un nouveau contrôle et un mécanisme de stabilité pour s'assurer que les prix de vendre au détail ne changent qu'au début de chaque mois.

La Malaisie est un important producteur et exportateur d'huile de palme qui est utilisé comme composant de biocarburant dans le diesel.

Mauvaises leçons

La Malaisie a du mal à continuer à attirer les investisseurs étrangers à cause de l'épuisement des champs pétroliers. Son économie de raffinage du pétrole lutte sous les pressions concurrentielles des raffineries plus complexes voisines de Singapour. Le nouveau mécanisme de stabilisation des prix de détail a exercé d'autres pressions sur les prix à la porte des raffineries, ce qui pourrait avoir été un facteur dans la vente par Shell de sa participation majoritaire dans la raffinerie de Port Dickson. Petronas a annoncé des réductions prévues de 20% in Dépenses en capital et de 12% des dépenses de fonctionnement en Juin 2020.

La Malaisie n'a pas été en mesure de passer à la tarification parité du marché international et continue d'encourir d'importants déficits budgétaires pour subventionner les prix du carburant pour des raisons politiques.