

Stratégie gas-to-power du Sénégal : assurer une expansion optimale et durable du gaz

PAPA DAOUDA DIENE, THOMAS SCURFIELD, AARON SAYNE ET JESSICA OBEID

JUILLET 2024

USAID
DU PEUPLE AMERICAIN

Natural Resource Governance Institute

Table des matières

Résumé 4

Introduction 7

Ambitions du Sénégal en matière de conversion du gaz en électricité et pour les énergies renouvelables 9

Défi 1. Suffisance de l'approvisionnement domestique en gaz pour un large plan de conversion de gaz en électricité 14

Défi 2. La source de financement pour les infrastructures de conversion du gaz en électricité 24

Défi 3. Le rôle des énergies renouvelables, leurs avantages et leurs défis 28

Défi 4. Les caractéristiques des contrats de conversion du gaz en électricité et des infrastructures nécessaires à une croissance équilibrée du secteur de l'électricité 36

Défi 5. L'impact du JETP sur le futur mix énergétique du Sénégal 38

Défi 6. Le consensus public et la confiance accordée aux plans énergétiques du Sénégal 40

Conclusion et recommandations 43

Annexe. Méthodologie pour les prévisions de la demande et de l'approvisionnement en gaz 45

Références bibliographiques 48

Image de couverture : Photo de Lopez Robin sur Unsplash

Messages clés

- Bien que le Sénégal puisse tirer profit de la production d'électricité à partir ses ressources gazières, les autorités devraient examiner attentivement l'envergure de ces ambitions et à leur compatibilité avec les plans d'énergie renouvelable du pays : il s'agit en effet d'un moment décisif pour les objectifs du gouvernement, tant en matière d'énergie que de développement durable.
- Les récents plans visant à développer une capacité de conversion du gaz en électricité de plus de 3 gigawatts (GW) d'ici 2050 pourraient rencontrer des obstacles. Le Sénégal pourrait ne pas être en mesure d'extraire suffisamment de gaz pour alimenter ses centrales électriques, et pourrait également avoir des difficultés à mobiliser les fonds nécessaires (au moins 2,2 milliards de dollars américains) pour construire les infrastructures indispensables.
- Un mix énergétique plus équilibré, avec une plus grande part accordée aux énergies renouvelables en complément du gaz, offrirait au Sénégal une voie plus sûre, mais nécessiterait une stratégie cohérente à long terme, ainsi que le soutien international.
- Suite à sa participation à un Partenariat pour une transition énergétique juste (JETP), le Sénégal a revu ses objectifs d'énergie renouvelable à la hausse, envisageant une capacité d'environ 1 GW à moyen terme (d'ici 2030). Pour aider le pays à atteindre ces objectifs, ses partenaires de développement doivent fournir à temps le soutien financier et technique promis.
- Cependant, si le Sénégal s'en tient exclusivement aux plans déjà publiés, le gaz représentera 75 % de la capacité installée à long terme. En l'absence d'un plan à long terme pour les énergies renouvelables, le pays risque de s'enliser dans une production d'électricité principalement axée sur le gaz, compromettant non seulement l'effet catalyseur escompté du JETP, mais empêchant aussi le gouvernement d'exploiter pleinement le potentiel solaire et éolien du pays.
- Une approche plus transparente et inclusive aidera le gouvernement sénégalais à affiner et à mettre en œuvre ses plans énergétiques , à gérer les attentes des citoyens et à renforcer la confiance du public, mais aussi à accroître sa crédibilité auprès des investisseurs.

Résumé

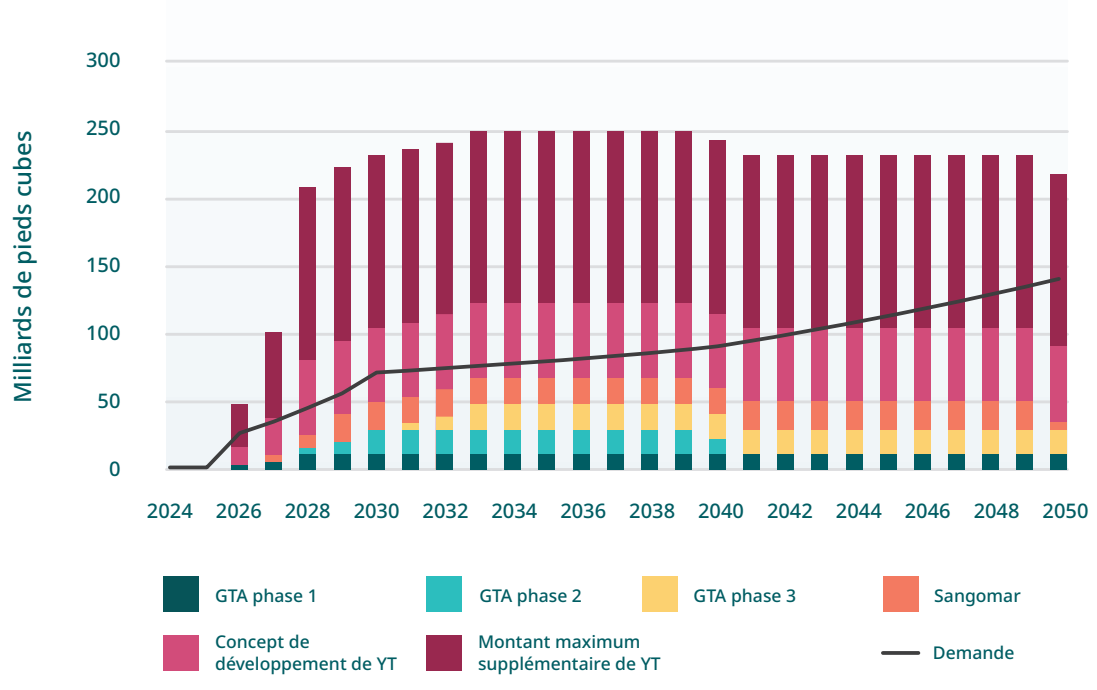
Le Sénégal a connu une évolution politique majeure avec les récentes élections et la transition pacifique du pouvoir. Certaines priorités restent néanmoins inchangées pour le gouvernement sénégalais et la population du Sénégal, notamment l'augmentation de l'approvisionnement en énergie et sa disponibilité à des coûts abordables. Concrétiser ces objectifs est essentiel pour lutter contre la pauvreté énergétique persistante et stimuler le développement économique du pays.

Suite aux importantes découvertes de gaz et au développement continu de plusieurs projets gaziers, de nombreux Sénégalais sont aujourd'hui convaincus que l'exploitation domestique du gaz permettra de résoudre les problèmes énergétiques du pays. Même si le gaz a un rôle important à jouer et contribuera directement à la hausse de la production d'électricité, l'envergure des projets de conversion du gaz en électricité et leur interaction avec les plans relatifs aux énergies renouvelables auront des conséquences déterminantes sur la capacité du gouvernement à atteindre ses objectifs en matière d'énergie et de développement durable.

Le gouvernement risque de ne pas atteindre ses objectifs s'il (a) poursuit une expansion aussi importante de la capacité de conversion du gaz en électricité tel qu'envisagée dans les plans récents, et (b) sous-estime le rôle que pourraient jouer les énergies renouvelables dans le futur mix énergétique du pays.

Les plans nationaux les plus récents, publiés suite à une révision de politique énergétique menée par l'Agence internationale de l'énergie (AIE) en collaboration avec le gouvernement sénégalais, prévoient le développement d'une capacité de conversion du gaz en électricité de plus de 3 gigawatts (GW), via la conversion d'anciennes centrales thermiques et la construction

Demande en gaz et approvisionnement national, selon les prévisions du gouvernement[1]



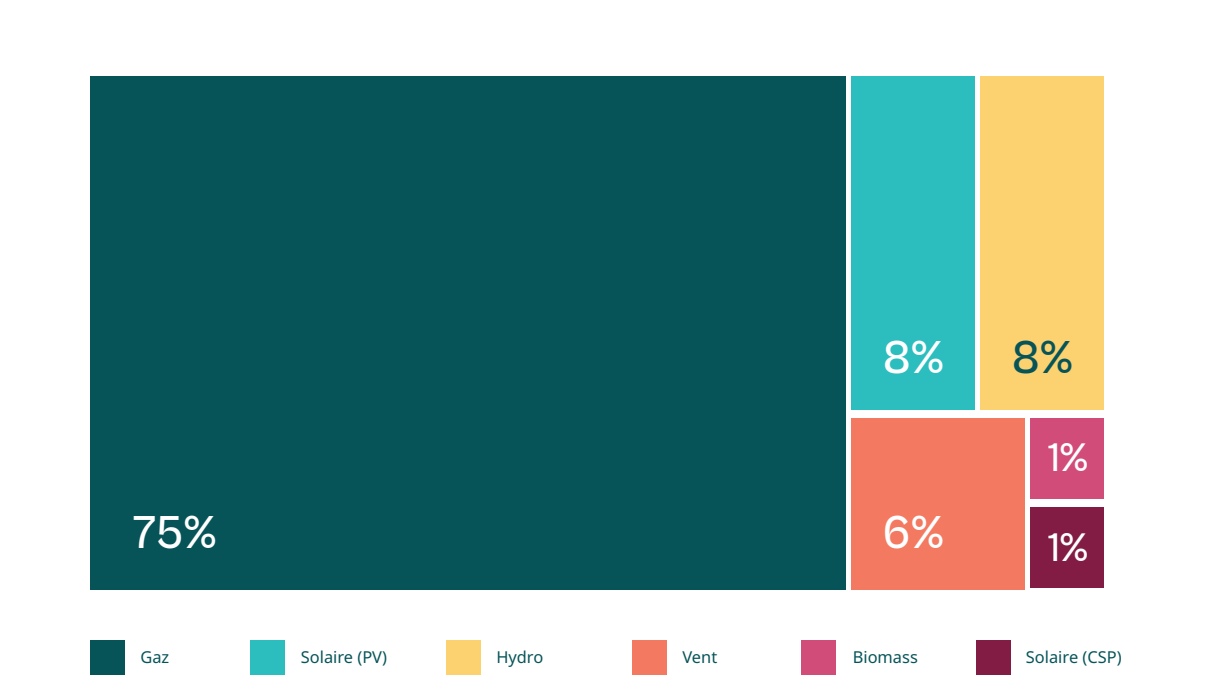
de nouvelles installations. Cependant, le gouvernement pourrait rencontrer des difficultés à concrétiser ces ambitions. Les ressources en gaz pourraient se révéler insuffisantes, tout comme les financements nécessaires à la construction des infrastructures requises.

Même si nos projections indiquent que l'approvisionnement national actuellement envisagé par le gouvernement sera suffisant pour répondre à la demande attendue, il pourrait s'avérer moins abondant et plus lent à se matérialiser que prévu à plus long terme. Le projet Yakaar-Teranga est particulièrement critique pour l'avenir de l'approvisionnement en gaz. Pourtant, plusieurs facteurs alimentent aujourd'hui l'incertitude qui plane sur ce projet : le retrait de BP, l'évolution mondiale vers une transition énergétique, l'audit du secteur pétrolier promis par le nouveau gouvernement (susceptible de conduire à des renégociations de contrats), menacent tous les plans et le développement du projet Yakaar-Teranga.

En outre, L'État s'expose à un risque de manquer de fonds. Bien qu'il envisage d'augmenter les investissements publics dans des projets en amont tels que Yakaar-Teranga, nous estimons qu'il pourrait devoir mobiliser au moins 2,2 milliards de dollars supplémentaires pour construire les gazoducs et centrales électriques prévus dans ces projets. Cependant, les sources de financement disponibles pour les infrastructures de conversion de gaz en électricité se raréfient du fait des préoccupations climatiques mondiales et de la pression exercée sur les investisseurs financiers associés. La réduction des financements publics internationaux, qui permettent habituellement de minimiser les risques pour les investisseurs de capital privé, pose actuellement un problème particulièrement épineux.

Contrairement aux plans déjà élaborés pour le gaz, les plans sénégalais concernant les énergies renouvelables demeurent vagues. À l'issue de son récent Partenariat pour une transition énergétique juste (JETP), le Sénégal a revu à la hausse son objectif pour les énergies renouvelables, qui devront à présent représenter 40 % de la capacité installée d'ici 2030 (environ 1 GW). Pourtant, les plans actuels n'incluent aucune capacité supplémentaire à long terme pour les énergies renouvelables, en dépit de l'effet catalyseur que le JETP était censé exercer sur ce potentiel.

Mix électrique du Sénégal en 2050 si seuls les plans contenus dans la révision de la politique énergétique de l'AIE sont concrétisés[2]



Si cela reste le cas et que seuls les plans contenus dans le document l'AIE sont concrétisés (et même si le Sénégal atteint l'objectif 40 % d'énergies renouvelables en 2030), le gaz dominera encore plus fortement le mix énergétique du pays à long terme.

Une plus grande place accordée aux énergies renouvelables, en complément du gaz, pourrait représenter une solution moins risquée pour atteindre les objectifs énergétiques du Sénégal, tout en offrant d'autres avantages, tels que l'utilisation d'une partie du gaz disponible à des usages autres que l'électricité. À l'heure actuelle, le gouvernement est encore en train de développer le plan d'investissement du JETP, ce qui explique peut-être pourquoi les plans relatifs aux énergies renouvelables restent flous. Il est aussi possible que le Sénégal craigne que les financements promis par le JETP ne se matérialisent pas.

À mesure que le gouvernement prend des décisions pour le secteur gazier, il est impératif de mener une analyse exhaustive des interactions entre gaz et énergies renouvelables, sans quoi le pays risque de s'enfermer dans une trajectoire qui l'obligerait à consommer d'importantes quantités de gaz sur le très long terme. Un délai supplémentaire pourrait compromettre l'effet catalyseur du JETP sur le développement des énergies renouvelables, privant ainsi le pays de profiter d'une source d'énergie plus sûre et de coût moins élevé que le gaz.

Bien qu'elle soit plus équilibrée, cette approche nécessitera quand même une expansion considérable des capacités de conversion du gaz en électricité : les partenaires de développement du Sénégal devraient impérativement en tenir compte, et apporter le soutien financier et technique requis. Dans tous les cas, le gouvernement sénégalais a tout intérêt à soigneusement planifier l'échelle de cette expansion : le gaz devrait être considéré comme un complément aux énergies renouvelables et, si possible, n'être utilisé que pour répondre aux « pics » de demande. À cette fin, le gouvernement devra non seulement faire des choix judicieux pour les technologies de ses centrales à gaz, mais aussi négocier adéquatement les prix du gaz et les contrats d'exploitation des centrales.

S'engager sur une voie qui privilégie davantage les énergies renouvelables n'est pas une démarche aisée : elle implique des coûts initiaux plus élevés et nécessite généralement des investissements pour remédier aux problèmes d'intermittence du réseau.

Selon nos estimations, les 346 MW de capacité supplémentaire en énergies renouvelables requis pour atteindre 999 MW en 2030 pourraient coûter jusqu'à 920 millions de dollars (ce calcul exclut les améliorations du réseau, les systèmes de flexibilité et la capacité de stockage d'énergie). Les partenaires internationaux du Sénégal doivent tenir leurs engagements à court terme, notamment en réduisant les coûts de financement encore trop élevés, et en acceptant d'investir dans des projets jugés risqués et difficiles à financer. À long terme, ils doivent également accroître leur contribution financière – il est grand temps que les pays riches honorent pleinement leurs engagements financiers en matière de lutte contre le changement climatique, une responsabilité qu'ils ont jusqu'à présent trop souvent ignorée.

Parallèlement, le gouvernement sénégalais doit créer un environnement plus favorable aux investissements dans la conversion du gaz en électricité et dans les énergies renouvelables. Il lui faut élaborer une stratégie énergétique à long terme apportant des réponses claires et crédibles à tous les acteurs concernés, y compris les investisseurs. Le gouvernement devrait aussi distribuer plus clairement les responsabilités entre les différentes institutions, et clarifier les processus et procédures à suivre pour prendre des décisions réglementaires clés.

Accroître le consensus et la confiance du public renforcera la crédibilité de la planification à long terme, ainsi que la stabilité du cadre réglementaire. Étant donné les attentes élevées du public concernant l'impact transformateur des plans de conversion de gaz en électricité, une sensibilisation accrue du public aux différentes opportunités, risques et compromis pourrait modifier le discours dominant et les perceptions afin de permettre au niveau régime en place d'adapter la stratégie énergétique de manière appropriée. L'engagement du nouveau président envers une gouvernance transparente est prometteur à cet égard,[3] ouvrant la voie à un gouvernement sénégalais plus apte à affiner et à mettre en œuvre ses plans énergétiques avec davantage de transparence et de consultation que les régimes précédents.

Ces actions donneront au Sénégal de meilleures chances de réaliser l'avenir énergétique visé par la stratégie gouvernementale.

Introduction

Malgré les progrès du Sénégal dans la réduction de la pauvreté énergétique ces dernières années, le pays continue de faire face à des défis énergétiques. Si le taux d'électrification de 75 % du Sénégal est relativement élevé pour l'Afrique, de grandes disparités sont à noter entre les zones urbaines et rurales, entre les régions et entre les groupes de revenus.[4] La dépendance du pays aux importations de fioul lourd pour la production d'électricité entraîne des coûts d'électricité parmi les plus élevés d'Afrique, ce qui entrave le développement et contraint le gouvernement à fournir des subventions importantes, mais celles-ci constituent une charge à la fois lourde et volatile sur le budget, empêchant d'autres dépenses prioritaires.[5]

Les responsables du gouvernement et de nombreux citoyens espèrent que la production imminente de gaz du pays répondra à ces défis, et à d'autres. La production sur le gisement de Grand Tortue Ahmeyim (GTA), que le Sénégal partage avec la Mauritanie, devrait commencer en 2024. Selon les estimations, ce gisement, où interviennent BP et Kosmos Energy, contiendrait jusqu'à 20 billions de pieds cubes (tcf) de gaz naturel. Un autre projet important se profile à l'horizon : Yakaar-Teranga, gisement entièrement situé dans les eaux sénégalaises qui contiendrait environ 25 tcf de gaz.[6]

Kosmos Energy détient une participation de 90 % dans ce projet suite au retrait de BP. Toutefois, PETROSEN, la compagnie pétrolière nationale du Sénégal, envisage de prendre à terme une participation substantielle et un partenaire tiers est aussi censé rejoindre la coentreprise.[7] Le gouvernement vise une décision finale d'investissement (FID) pour la première phase en 2024, et pour le début de la production de gaz en 2026.[8] Un troisième projet, Sangomar, opéré par Woodside Energy, a commencé la production en juin 2024. Il contient principalement des réserves de pétrole, mais une phase future pourrait produire du gaz.

Avec ce potentiel gazier, le gouvernement sénégalais a récemment fait part de projets très ambitieux, affirmant que le gaz allait « changer la donne » pour le développement du pays. [9] Il espère non seulement générer des revenus significatifs grâce à l'exportation de GNL,[10] mais aussi éradiquer la pauvreté énergétique et stimuler la croissance économique via l'utilisation domestique du gaz. L'utilisation de grandes quantités de gaz pour produire de l'électricité (« conversion du gaz en électricité ») est au cœur de ces ambitions nationales.

Ce rapport intervient au moment même où le gouvernement nouvellement élu du Sénégal détermine comment atteindre l'un de ses objectifs prioritaires : l'accès universel à l'électricité dans le pays. Les aspirations du nouveau régime à un accès universel de haute qualité, à faible coût sont clairement exposées dans le programme électoral de la coalition Diomaye Président.[11] Cependant, l'approche que l'État adoptera pour concrétiser ces ambitions, et l'étendue de convergence ou de divergence avec la stratégie des précédents régimes, restent incertaines.

Aussi ambitieux qu'ils soient, les récents plans du Sénégal en matière de conversion du gaz en électricité coïncident avec un contexte mondial difficile pour le gaz. Selon l'Agence internationale de l'énergie (AIE), le monde devra réduire sa consommation de gaz de 78 % d'ici 2050 s'il veut éviter les pires scénarios climatiques.[12] En conséquence, des pays comme les États-Unis et plusieurs États membres de l'UE se sont engagés à mettre fin au financement public des projets gaziers lors de la conférence sur le climat COP26 de 2021[13].

Les responsables sénégalais ont à juste titre dénoncé l'hypocrisie de cette position.[14] Non seulement la menace climatique liée au gaz provient principalement des pays riches,[15] mais quelques mois seulement après la déclaration de la COP26, certains de ces mêmes pays ont commencé à courtiser les producteurs africains, y compris le Sénégal, pour tenter de remplacer les approvisionnements en gaz russe après l'invasion de l'Ukraine par la Russie en 2022.[16]

Depuis, certains acteurs nationaux ont changé de ton et font maintenant une distinction beaucoup plus claire entre le gaz destiné à l'exportation et le gaz destiné à l'usage domestique dans les pays en voie de développement. La Banque mondiale et le G7 ont tous deux reconnu l'importance du gaz pour accroître l'accès à l'énergie dans les pays en développement sous certaines conditions[17]. Cependant, il reste à voir si cela se traduira par une augmentation du financement pour les projets de conversion du gaz en électricité.

La question reste polémique, comme on a pu le constater lors des négociations d'un Partenariat pour une transition énergétique juste (JETP) entre le Sénégal et le Groupe de partenaires internationaux (IPG) composé du Canada, de l'Union européenne, de la France, de l'Allemagne et du Royaume-Uni. En juin 2023, les partenaires ont annoncé les contours d'un JETP d'une valeur de 2,5 milliards d'euros prévoyant l'augmentation de la part des énergies renouvelables dans le mix énergétique sénégalais : l'objectif est de 40 % en capacité installée en 2030,[18] contre seulement 29 % en 2022.[19] Le gaz est décrit comme une « énergie de transition » dans cet accord, mais, contrairement aux attentes initiales du gouvernement sénégalais, ses projets gaziers ne recevront probablement aucun financement par le biais du JETP[20].

Selon plusieurs organisations, y compris NRGI, les partenaires de développement ne devraient pas exclure de soutenir certains projets gaziers nationaux dans les pays en voie de développement où l'utilisation du gaz est :

- Nécessaire pour atteindre un objectif de développement urgent, tel que l'amélioration de l'accès à l'énergie ;
- La seule option pour atteindre cet l'objectif en raison de l'absence d'alternatives non gazières viable;
- Une petite partie des plans énergétiques et des propositions de financement ; et
- Sans contradiction grave ou flagrant avec les objectifs climatiques de l'Accord de Paris.[21]

En même temps, les ambitions du JETP pour les énergies renouvelables marquent un tournant positif. Si le JETP a l'impact espéré, il conduira non seulement à l'essor des énergies renouvelables à court terme, mais catalysera aussi leur expansion à plus long terme. Avec son ensoleillement important et la puissance de ses vents, le Sénégal présente un fort potentiel en matière d'énergies renouvelables. Le gouvernement doit donc en tirer pleinement parti.[22]

L'envergure finale des projets de conversion du gaz en électricité et leur interaction avec les plans d'énergies renouvelables joueront un rôle déterminant dans l'atteinte des objectifs de production énergétique et de développement durable du Sénégal. Alors que le nouveau régime élu étudie la voie à suivre pour atteindre ces objectifs, nous l'exhortons, ainsi que les autres acteurs concernés (y compris les partenaires de développement), à examiner ces six défis :

1. La suffisance de l'approvisionnement en gaz domestique pour un large plan de conversion en électricité
2. La source de financement pour les infrastructures de conversion du gaz en électricité
3. Le rôle des énergies renouvelables, leurs avantages et leurs défis
4. Les caractéristiques des contrats et des infrastructures de conversion du gaz en électricité nécessaires à une croissance équilibrée du secteur de l'électricité
5. L'impact du JETP sur le futur mix énergétique du Sénégal
6. Le consensus et la confiance du public aux plans énergétiques du Sénégal

Après avoir présenté les plans énergétiques du Sénégal plus en détail (d'après les informations les plus récemment publiées par le gouvernement), nous examinerons chacune de ces questions.

Ambitions du Sénégal en matière de conversion du gaz en électricité et pour les énergies renouvelables

Le Sénégal nourrit de grandes ambitions pour la conversion du gaz en électricité, mais ses plans pour les énergies renouvelables ne sont pas assez précis.

En 2022, le Sénégal avait une capacité de production totale de 1 789 mégawatts (MW) et a produit 5 908 gigawattheures (GWh) d'électricité (pas de données plus récentes disponibles dans le domaine public).[23,24] La majeure partie de cette énergie (environ 71 % de la capacité et 79 % de la production) provenait de centrales thermiques, dont beaucoup fonctionnent au fioul lourd importé.

Le reste, équivalent à une capacité installée de 525 MW, provient des énergies renouvelables, le Sénégal ayant fortement investi dans de nouveaux sites de production solaire et éolienne ces dernières années. Le pays a commencé à développer sa capacité solaire photovoltaïque (PV) de 245 MW en 2016, tandis que le parc éolien de Taïba Ndiaye, qui contribue 159 MW, a été mis en service en 2020. Grâce à ces mesures, le gouvernement a déjà atteint l'objectif inconditionnel de capacité solaire photovoltaïque de 235 MW et de capacité éolienne de 150 MW fixé pour 2030 dans le cadre de sa Contribution déterminée au niveau national (CDN) pour la lutte contre la crise climatique.[25] Il lui faut encore atteindre l'objectif de 314 MW pour l'énergie hydroélectrique. La construction du projet hydroélectrique de Sambangalou (128 MW) a débuté en 2023[26], et lorsqu'il sera opérationnel, ce projet rapprochera le pays de son objectif hydroélectrique et de l'objectif de 699 MW en capacité installée pour l'ensemble des énergies renouvelables. En 2022, les énergies renouvelables représentaient 29 % de la capacité installée totale, et 21 % de la production totale.[27]

Tableau 1. Mix énergétique du Sénégal en 2022[28]

Type de production	Capacité installée		Energie produite	
	MW	% de la capacité totale installée	GWh	% de la production totale
Thermique	1264	70,7 %	4646	78,6 %
Hydroélectrique[29]	121	6,8 %	486	8,2 %
Solaire	245	13,7 %	381	6,5 %
Éolienne	159	8,9 %	396	6,7 %
Total	**1789**	**100 %**	**5908**	**100 %**

Le gouvernement prévoit de modifier considérablement ce mix énergétique dans les années à venir, en donnant une place beaucoup plus importante au gaz. Dans la stratégie 2018 de conversion du gaz en électricité, le gaz est présenté comme une ressource critique pour l'objectif « accès universel à l'électricité ».[30] Le gouvernement espère que la conversion du gaz en électricité, qui lui permettra d'abandonner le fioul lourd, se traduira aussi par une baisse et une stabilisation des coûts énergétiques. Et si les coûts baissent, le gouvernement pourra plus facilement éliminer les subventions, objectif qu'il s'était fixé pour fin 2025.[31] Enfin, comme sa CDN l'indique, le gouvernement a également déterminé que le remplacement du fioul lourd par le gaz jouerait un rôle clé pour la réduction des émissions produites par le secteur de l'énergie.

Les plans actuels du pays pour la conversion du gaz en électricité sont détaillés dans la révision de la politique énergétique du Sénégal, conduite par l'AIE en collaboration avec le gouvernement sénégalais et publiée en janvier 2024.[32] Ces plans définissent un objectif de 3 067 MW de capacité pour le gaz d'ici 2050 : 476 MW seront produits par des centrales à fioul lourd converties, et 2 591 MW par de nouvelles centrales. Cette addition de nouvelles centrales a déjà commencé avec la construction de la centrale Flexicycle de Malicounda de 130 MW et celle de la centrale de turbines à gaz à cycle combiné (TGCC) de Cap des Biches de 366 MW, qui utiliseront toutes deux du fioul lourd jusqu'à ce que le gaz soit disponible.[33] La construction d'une centrale TGCC de 225 MW a aussi récemment commencé à Saint-Louis (ainsi que celle d'un gazoduc connectant la centrale au projet GTA), avec mise en service prévue vers 2026.[34,35]

Les plans pour les énergies renouvelables sont moins clairs, surtout à long terme. En novembre 2022, les plans de la Société nationale d'électricité du Sénégal (SENELEC) ne contenaient aucun nouveau projet solaire, éolien ou hydroélectrique après 2025.[36] Dans le cadre du JETP, une hausse de capacité est maintenant prévue pour les énergies renouvelables, mais les détails sont encore inconnus.

La révision de la politique de l'AIE ne fait référence qu'aux objectifs conditionnels définis dans la CDN du Sénégal en 2020 : capacité supplémentaire de 100 MW pour le solaire photovoltaïque, de 100 MW pour l'énergie éolienne, de 50 MW pour la biomasse, et de 50 MW pour le solaire concentré, soit une capacité totale de 999 MW pour les énergies renouvelables d'ici 2030. Le document se contente de suggérer que le gouvernement a l'intention de lancer plusieurs projets d'énergies renouvelables, mais ne mentionne qu'une seule initiative concrète : l'expansion du parc éolien de Taiba Ndiaye, pour 100 MW supplémentaires.

Comme illustré en Figure 1, cette capacité ne permettrait pas au Sénégal d'atteindre l'objectif de 40 % fixé par le JETP pour 2030 (sauf si le pays réduisait la capacité de ses centrales thermiques d'au moins 360 MW). Même si seules les centrales à gaz actuellement en construction, soit 591 MW de capacité, entrent en service avant fin 2030 (c.-à-d. si aucun autre projet ne vient faire gonfler ce chiffre entretemps), les énergies renouvelables ne représenteront que 35 % de la capacité installée en 2030. Par conséquent, s'il veut atteindre l'objectif du JETP, le Sénégal devra probablement prévoir une augmentation de la capacité en énergies renouvelables avant 2030.

Le JETP ne devrait pas seulement conduire à une hausse de la capacité en énergies renouvelables pour la décennie en cours, mais aussi améliorer les perspectives pour ces sources d'énergie à long terme. Pourtant, alors que la révision de la politique énergétique de l'AIE prévoit, à long terme, une hausse significative de la production électrique issue du gaz, le document ne mentionne aucun plan national pour augmenter la capacité en énergies renouvelables. Si cela reste le cas et que seuls les plans du document de l'AIE sont concrétisés (et même si le Sénégal atteint l'objectif 40 % d'énergies renouvelables en 2030), le mix énergétique du pays aura l'air très différent à long terme : le gaz dominera de plus en plus lourdement ce mix énergétique, alors que la part des énergies renouvelables diminuera avec le temps.

Le manque de détails sur les plans des énergies renouvelables peut refléter le fait que le gouvernement avait principalement focalisé ses efforts sur le gaz avant l'accord du JETP, et qu'il est maintenant en train de développer le plan d'investissement du JETP pour identifier les projets d'énergies renouvelables qui seront financés dans le cadre de l'accord. Il est aussi possible que le Sénégal craigne que les financements promis par le JETP ne se matérialisent pas. Et ces inquiétudes sont compréhensibles, sachant qu'à cette date, les pays riches se sont montrés réticents à honorer leurs engagements financiers (y compris d'autres JETP) pour le climat et la transition énergétique.[37] Quoiqu'il en soit, puisque le gouvernement sénégalais prend d'ores et déjà des décisions pour le secteur gazier, une analyse rigoureuse des interactions entre gaz et énergies renouvelables à long terme (au-delà de 2030) doit être menée de toute urgence.

Figure 1. Capacité installée du Sénégal en 2030, basée sur la capacité actuelle, les centrales à gaz en construction, et les objectifs conditionnels de la CDN pour les énergies renouvelables[38]

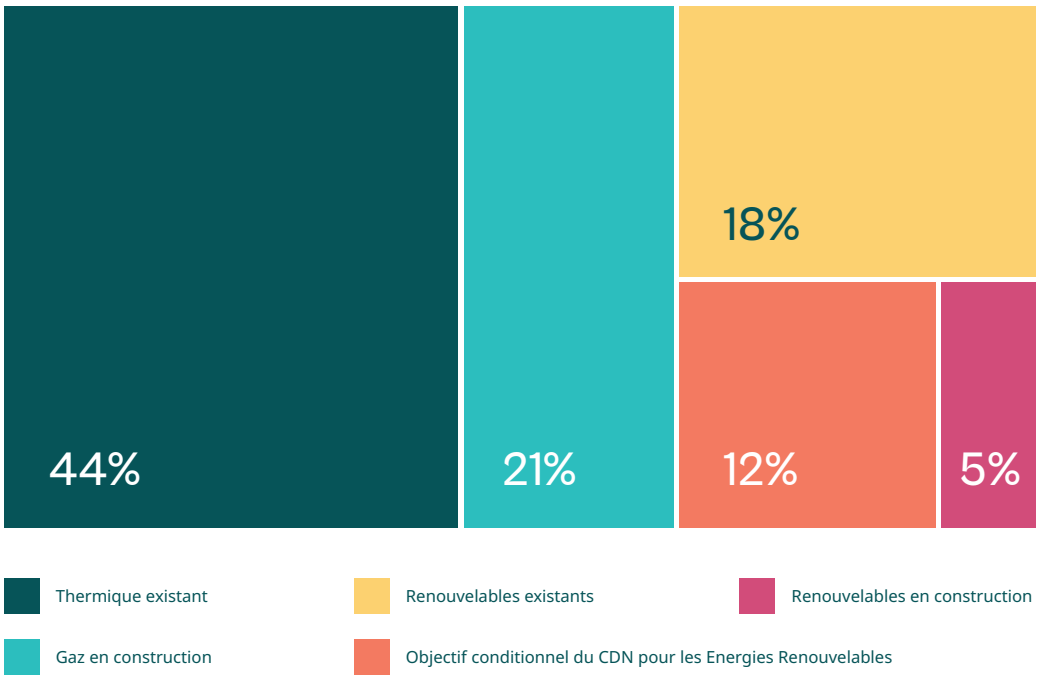
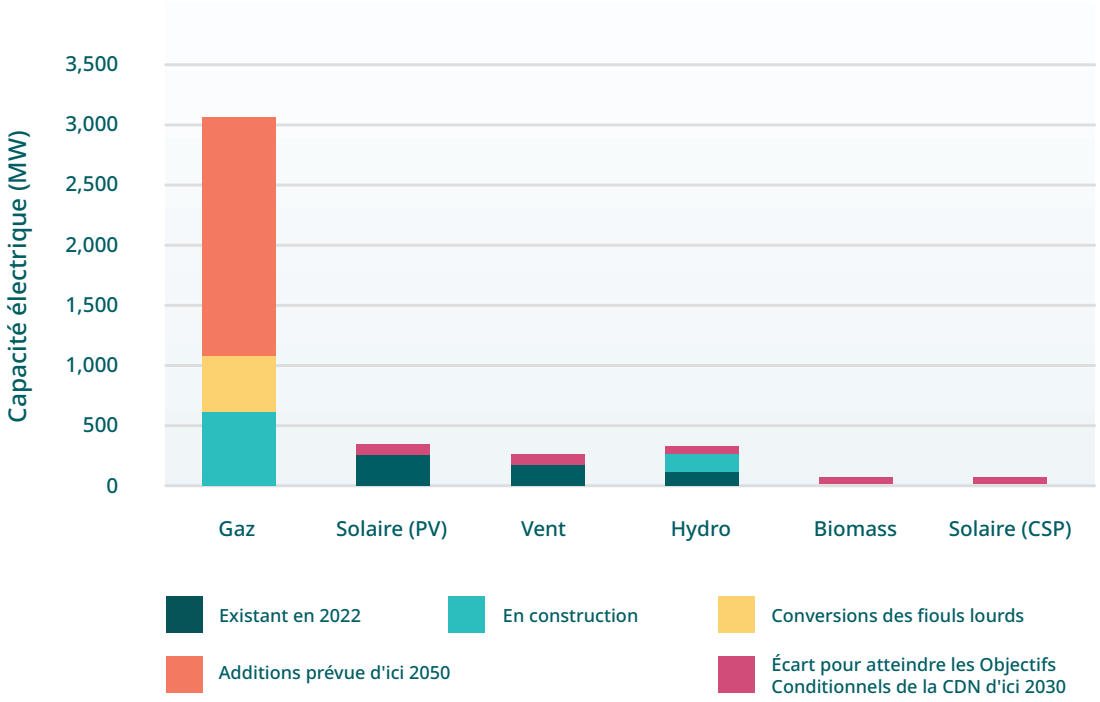


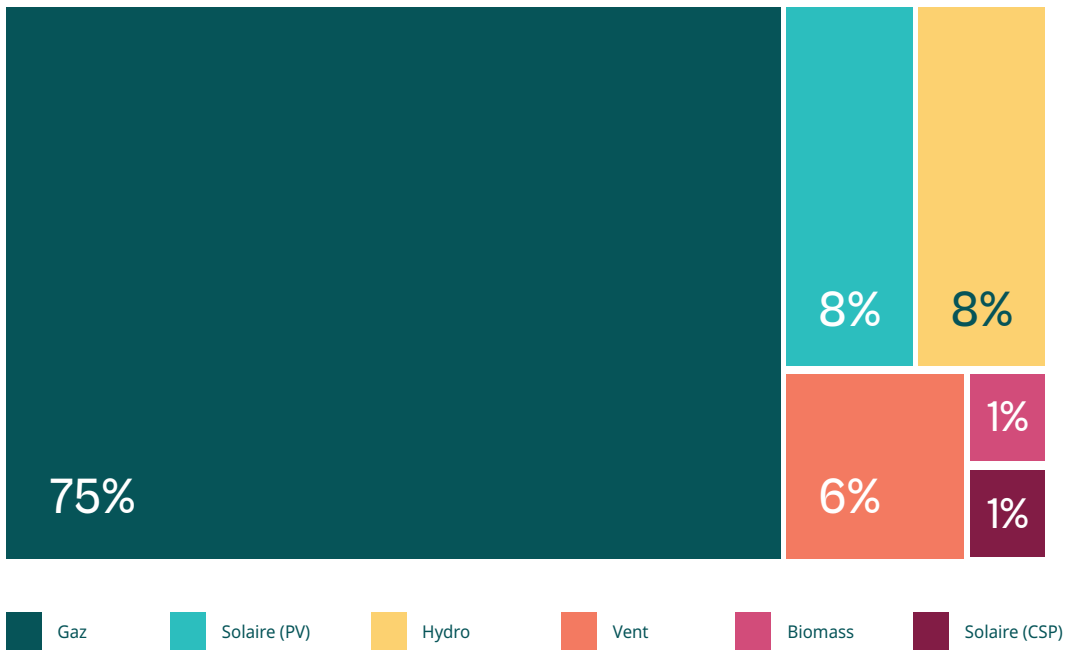


Photo de Sebastien Van-de-walle sur Unsplash

Figure 2. Capacité de production électrique prévue par le Sénégal jusqu'en 2050, telle que présentée dans la révision de la politique énergétique de l'AIE[39]



Le mix énergétique du Sénégal en 2050 si seulement les plans de l'examen de la politique de l'AIE se réalisaient



Les processus de planification continus mettent en lumière que le Sénégal s'efforce de remodeler son avenir énergétique.

Dans son programme électoral, le parti au pouvoir a implicitement reconnu l'importance de la corrélation entre les plans de conversion du gaz en électricité et le rôle des énergies renouvelables. Il envisage de consolider le secteur des énergies renouvelables, et notamment la hausse de la capacité hydroélectrique, mais mentionne également des investissements dans la conversion du gaz en électricité « à court terme » et dans le nucléaire « à moyen terme ».

Le nouveau régime peut encore davantage affiner ses ambitions en s'appuyant sur plusieurs processus politiques :

1. Mise à jour de la stratégie de conversion du gaz en électricité, pilotée par le ministère de l'Énergie, du Pétrole et des Mines
2. Élaboration d'un plan directeur gazier, pilotée par le ministère de l'Énergie, du Pétrole et des Mines
3. Élaboration d'un plan intégré de production à faible coût sur dix an, pilotée par le ministère de l'Énergie, du Pétrole et des Mines
4. Négociation et mise en œuvre d'un plan d'investissement pour le JETP récemment annoncé, pilotées par le ministère de l'Énergie, du Pétrole et des Mines, le ministère de l'Énergie, du Pétrole et des Mines
5. Élaboration de la prochaine Lettre de politique et de développement du secteur de l'énergie (LPDSE) 2024-2028, le plan d'action à moyen terme pour le secteur de l'énergie, pilotée par le ministère de l'Énergie, du Pétrole et des Mines
6. Élaboration d'une stratégie de développement sobre en carbone et résiliente aux changements climatiques, pilotée par Enda Énergie (organisation de la société civile sénégalaise) sous la supervision du ministère de l'Environnement et du ministère de l'Énergie, du Pétrole et des Mines
7. Mise à jour de la Contribution déterminée au niveau national du Sénégal à des fins de conformité avec l'Accord de Paris sur le climat, pilotée par le ministère de l'Environnement

Le gouvernement aurait tout intérêt à étudier les six questions suivantes pour évaluer la part à donner au gaz et le rôle des énergies renouvelables dans la prochaine vague de planification et de négociations.



Photo de Raphael Pouget sur Climate Visuals Countdown

Défi 1. Suffisance de l'approvisionnement domestique en gaz pour un large plan de conversion de gaz en électricité

- L'approvisionnement domestique en gaz, particulièrement en provenance de Yakaar-Teranga, est menacée par de nombreuses incertitudes liées aux décisions des entreprises, aux renégociations potentielles des contrats, et à l'accélération de la transition énergétique mondiale.
- Même si l'approvisionnement national actuellement envisagé par le gouvernement est suffisant pour répondre à la demande attendue, il risque, à plus long terme, d'être plus faible et plus lent à se matérialiser que prévu.
- Pour réduire le risque de pénurie, le gouvernement peut soit tenter d'allouer des volumes plus importants au marché intérieur, soit combler tout déficit d'approvisionnement avec des importations de GNL, soit limiter la quantité de gaz utilisée à des fins autres que la production d'électricité, mais ces trois options s'accompagnent de coûts et de risques qui pourraient compromettre l'un ou plusieurs des objectifs énergétiques du pays.

Compte tenu des plans du Sénégal pour la conversion du gaz en électricité, il est essentiel de déterminer, grâce à une modélisation détaillée basée sur différents scénarios, si le pays dispose ou non de réserves exploitables suffisantes pour alimenter adéquatement ses centrales électriques. En outre, le gouvernement ne devrait pas s'engager à acheter plus de gaz que nécessaire, ce qui entraînerait des répercussions financières négatives significatives.

La demande nationale en gaz augmentera considérablement à mesure que le gouvernement accélérera la conversion du gaz en électricité.

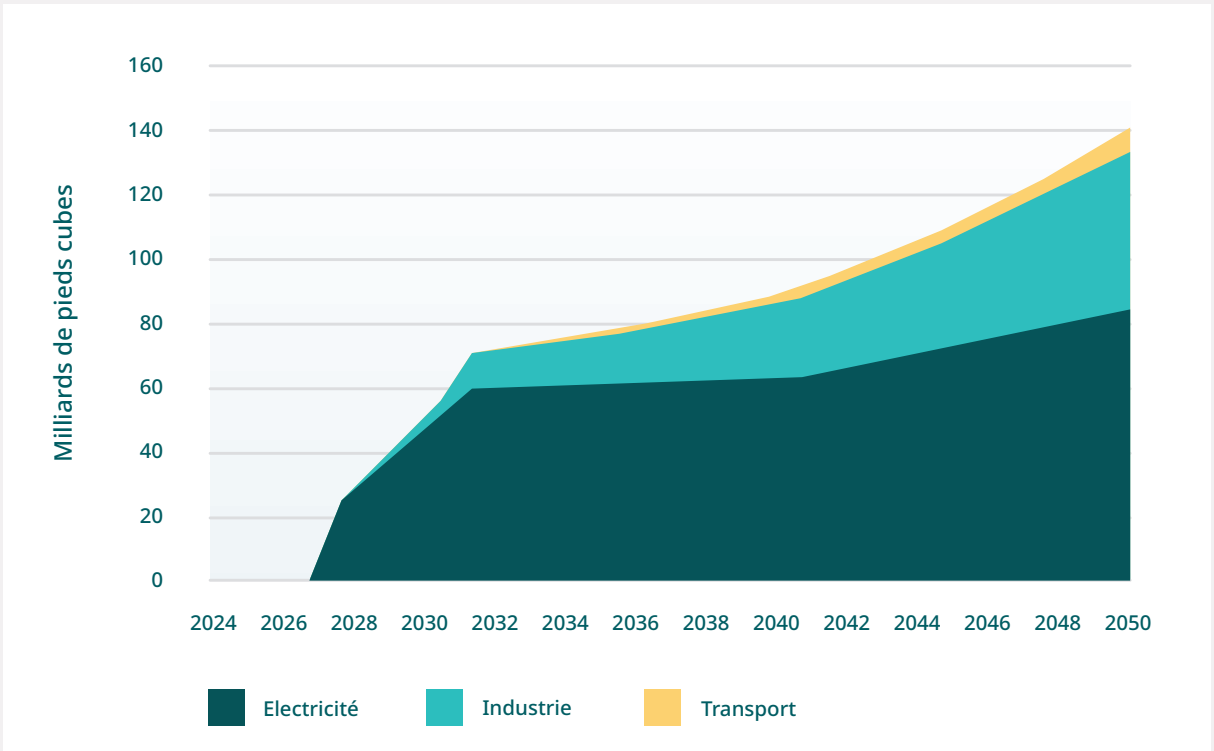
À l'heure actuelle, le Sénégal ne consomme qu'une petite quantité de gaz (environ 0,6 milliard de pieds cubes (bcf) en 2021), provenant principalement du gisement onshore de Gadiaga.[40] La majeure partie de ce gaz est utilisée pour produire du ciment. Mais la demande sénégalaise connaîtra une hausse considérable dans les années à venir.

Les prévisions actuelles du gouvernement pour l'évolution de la demande en gaz sont détaillées dans la révision de la politique énergétique de l'AIE, avec des chiffres pour 2030, 2040 et 2050. Selon ces estimations, la demande générale atteindra environ 71 bcf en 2030 et 141 bcf en 2050.[41] La majeure partie de cette demande sera principalement liée à la production d'électricité. Le gouvernement estime que les centrales électriques auront besoin d'environ 60 bcf en 2030 et de 85 bcf en 2050. Le gouvernement anticipe également la hausse de l'utilisation du gaz à des fins autres que la production d'électricité, qui passerait d'environ 11 bcf en 2030 à 56 bcf en 2050.

Le document de l'AIE ne contient que des informations minimes sur ces plans, mais les présentations du gouvernement évoquent divers usages : la production de chaleur pour différentes industries et l'utilisation comme matière première dans de nouvelles filières, telles que celles de l'engrais, du gaz de pétrole liquéfié pour la cuisine des ménages, ou du gaz naturel comprimé pour le transport.[42] La Figure 3 montre ces projections, extrapolées pour illustrer l'évolution possible de la demande au fil des ans jusqu'à 2050. (Voir l'annexe pour des explications supplémentaires.)

D'autres modes de développement existent pour le secteur de l'électricité comme pour les autres filières, et le gouvernement devrait envisager plusieurs scénarios pour estimer la future demande en gaz. Nous n'avons cependant pas pu développer d'autres scénarios de demande, du fait du manque de documents disponibles dans le domaine public pour informer ces modèles alternatifs.

Figure 3. Projections du gouvernement sénégalais pour la demande en gaz, extrapolées[43]



Le processus décisionnel des entreprises et la transition énergétique font planer l'incertitude sur les futurs volumes disponibles pour le marché national.

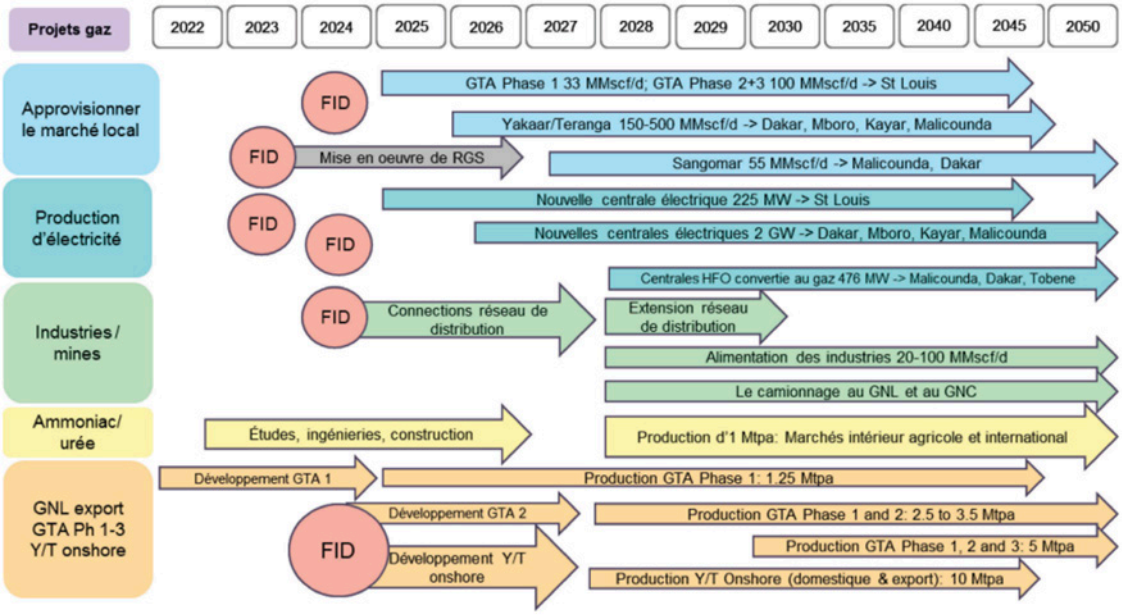
La quantité de gaz que le Sénégal pourra produire pour son marché intérieur dépend en grande partie des futures décisions d'investissement.

Comme mentionné précédemment, le Sénégal ne produit actuellement qu'une petite quantité de gaz. Extrait du gisement onshore de Gadiaga, il alimente ensuite le marché intérieur. Mais avec ses nouveaux gisements offshores, le pays est sur le point d'en produire beaucoup plus. Selon les plans les plus récents du gouvernement, les opérations offshores fourniront de vastes quantités de gaz au marché intérieur, comme indiqué dans l'examen de la politique énergétique de l'AIE et en Figure 4.[44] Cependant, ces volumes anticipés dépendent largement de décisions d'investissement que les entreprises n'ont pas encore prises, et sont soumises aux succès des négociations entre l'État et ces entreprises. Les quantités exactes de gaz, et la date à laquelle elles seront disponibles, sont encore plus ou moins incertaines.

À ce jour, un seul développement lié à l'approvisionnement national en gaz – la première phase du projet GTA – fait déjà l'objet d'une décision finale d'investissement (FID). Initialement prévue pour démarrer la production en 2021, elle devrait maintenant commencer en 2024. Cette phase produira initialement 2,5 millions de tonnes par an (mmtpa) de GNL pour exportation. Si la construction du gazoduc de Saint-Louis se passe comme prévu, GTA fournira aussi 33 millions de pieds cubes (mmcf) par jour ou 12 bcf/an de gaz au marché intérieur (et, potentiellement, 33 mmcf/jour au marché mauritanien) vers l'année 2026.[45]

BP a l'intention d'augmenter les exportations de GNL de GTA pour les faire passer de 2,5 mmtpa à 5 mmtpa en phase 2, puis à 10 mmtpa en phase 3.

Figure 4. Gaz sénégalais : feuille de route de la révision de politique énergétique de l'AIE



Notes : Y/T = Yagaar/Teranga ; FID = décision finale d'investissement ; MMscf/d = million de pieds cubes standard par jour ; CNG = gaz naturel comprimé ; mtpa = million de tonnes par an ; RGS = Réseau gazier sénégalais.
Source : MPE (2023), modifié par l'AIE.

Le gouvernement compte aussi sur ces phases ultérieures pour fournir environ 100 mmcf/jour ou 37 bcf/an au marché intérieur. La FID pour la seconde phase du projet était initialement attendue en 2022. Mais BP a repoussé cette échéance, d'abord en raison des retards subis par la première phase, puis pour redessiner la structure du projet. Le gouvernement attend maintenant la FID pour la phase 2 en 2025.[46] Cependant, cela pourrait se révéler optimiste, avec Rystad Energy prévoyant une FID pour la phase 2 en 2026, et pour la phase trois pas avant 2032.

Le gaz associé produit par la première phase de Sangomar sera réinjecté, du moins dans un premier temps.[47] Les discussions au sein du gouvernement suggèrent qu'une réévaluation des options d'approvisionnement aura lieu après deux ans de production. Woodside utilisera également la première phase pour évaluer la faisabilité de l'extraction du gaz non associé dans les phases ultérieures, compte tenu de la complexité des réservoirs.[48] Le volume de gaz que Woodside pourra économiquement extraire reste donc incertain. En raison des faibles volumes de gaz non associé et associé de Sangomar, selon le gouvernement, toute production future sera destinée au marché intérieur – avec une offre domestique qui pourrait s'élever à environ 55 mmcf/jour ou 20 bcf/an.

Le gouvernement a des attentes particulièrement élevées pour Yakaar-Teranga. Selon les déclarations de Kosmos, le plan de développement actuel de la phase 1 de Yakaar-Teranga prévoit un pic de production de 550 mmcf/jour ou 201 bcf/an, avec 3 mmtpa de GNL et environ 150 mmcf/jour ou 55 bcf/an destinés au marché intérieur.[49] Cependant, Kosmos a déclaré que ce concept « est maintenant en cours d'optimisation pour répondre au mieux aux exigences nationales et internationales ».[50] Quant au gouvernement, il semble envisager la possibilité de négocier un approvisionnement domestique supplémentaire – potentiellement jusqu'à 500 mmcf/jour ou 183 bcf/an au total. Yakaar-Teranga aurait dû entrer en production en 2024.[51]

Le gouvernement espère maintenant voir la production débuter en 2026, mais Kosmos ne prévoit pas la mise en service avant 2027 et Rystad pas avant 2028.[52] La conception de la première phase de Yakaar-Teranga influencera lourdement celle des phases ultérieures, mais selon le gouvernement, les plans s'articuleront autour de la production de GNL, avec une capacité totale de 10 mmtpa de GNL à l'issue de la dernière phase. Les plans de gazoduc virtuel communiqués il y a quelques temps suggèrent que le gouvernement envisage peut-être de réserver une partie de ce GNL au marché intérieur.[53]

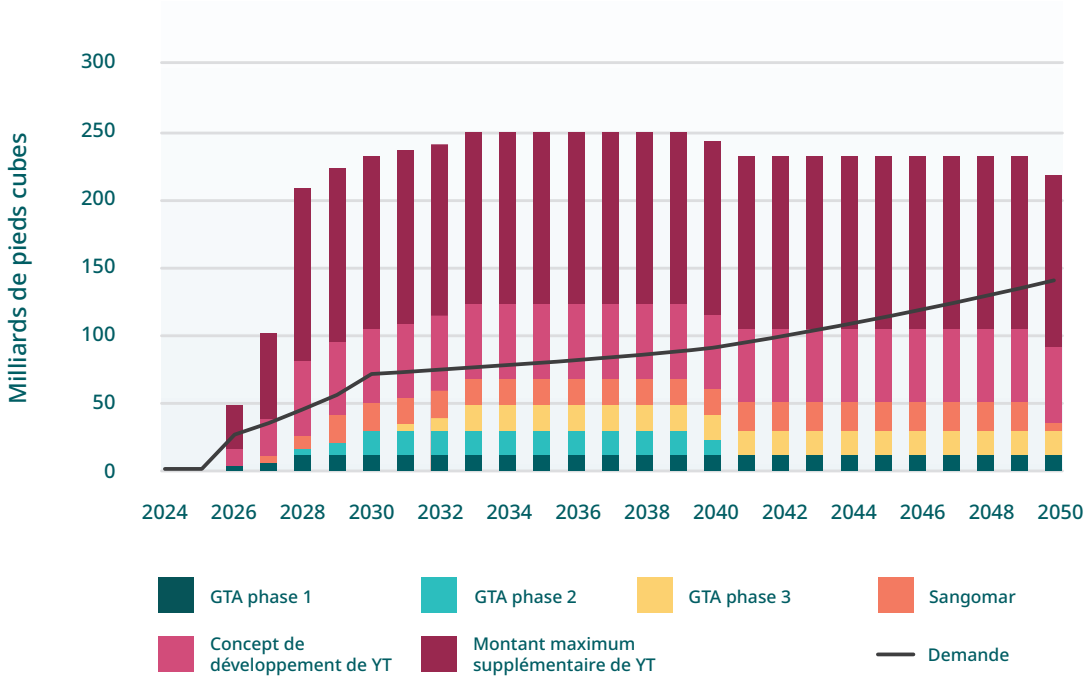
La Figure 5 montre les volumes de gaz que le gouvernement s'attend à produire, selon les informations contenues dans la révision de la politique énergétique de l'AIE. Ce document indique l'année à laquelle le gouvernement prévoit le début de la production pour l'approvisionnement national et les volumes de gaz qu'il s'attend à produire à pleine capacité, mais ne fournit que peu d'informations sur la durée de vie de ces sources d'approvisionnement. Nous avons utilisé les estimations de Rystad sur les réserves de gaz et les plans d'exportation de GNL fournis par l'AIE dans sa révision de politique énergétique pour modéliser le profil de production et la durée de l'approvisionnement national que pourrait assurer chaque projet, à chaque phase. (Voir l'annexe pour des explications supplémentaires.)

Yakaar-Teranga est le projet le plus important pour les ambitions sénégalaises de conversion du gaz en électricité, mais c'est aussi le plus incertain.

L'importance que le gouvernement accorde à Yakaar-Teranga pour l'approvisionnement national est compréhensible. Comme l'illustre la Figure 5, même si les futures phases de GTA et de Sangomar sont lancées, respectent le calendrier accéléré proposé par le gouvernement, et produisent les volumes espérés, la quantité de gaz disponible sera quand même insuffisante pour concrétiser les ambitions actuelles du gouvernement. Même si ces projets pourraient presque totalement satisfaire la demande prévue pour les années 2030, ils ne produiraient que moins de la moitié du volume nécessaire pour répondre aux niveaux de demande anticipés pour les années 2040. Seul Yakaar-Teranga pourrait combler ce fossé.

Mais une grande incertitude plane sur les perspectives et la future structure de Yakaar-Teranga. Depuis le retrait de BP, la structure de propriété et les sources de financement souffrent d'un grave manque de clarté. Elles dépendent aussi largement des négociations toujours en cours sur les plans du projet, y compris sur la future distribution de la production entre marché intérieur et exportations, qui n'a pas encore été décidée.[54]

Figure 5. Demande en gaz et approvisionnement national, selon les prévisions du gouvernement sénégalais[55]



Le gouvernement ne contrôle pas entièrement la conception de Yakaar-Teranga. Malgré l'ambition déclarée de PETROSEN d'acquérir la plus grande part de participation dans Yakaar-Teranga, l'entreprise dépendra probablement de ses partenaires de coentreprise pour contribuer à la majorité des coûts de développement et pour l'opération du projet. L'identité et les priorités du troisième partenaire qui rejoindra la coentreprise influenceront également la conception du projet.

Le retrait de BP du projet était en partie dû à des désaccords avec le gouvernement sur le volume et le séquençage de l'approvisionnement intérieur et des exportations.[56] Cette tension pourrait persister malgré le changement de mains du projet. Pour attirer les investissements nécessaires à l'extraction du gaz, les entreprises devront d'abord prouver qu'elles peuvent vendre suffisamment de gaz à des prix suffisamment élevés pour rembourser les actionnaires et les investisseurs. Le marché intérieur est actuellement petit et sa trajectoire est incertaine.

Le gouvernement peut réduire le risque lié aux contrats d'enlèvement (offtake risk) pour les investisseurs en élaborant un plan clair et crédible sur le financement, la construction et l'exploitation des gazoducs, des centrales électriques et des autres sources de demande nécessaires. Cependant, même dans ce cas, les investisseurs considéreront probablement que les marchés importants de GNL établis à l'étranger apportent de meilleures garanties. Ces marchés tendent également à offrir un potentiel de prix plus élevés. En effet, comme les prix nationaux doivent impérativement rester abordables pour les consommateurs sénégalais, le marché intérieur n'offre que peu de marge de manœuvre. En revanche, les prix du GNL sont davantage corrélés à la dynamique de l'offre et de la demande au niveau mondial.

Les négociations de contrat et les développements mondiaux pourraient affecter le gaz sénégalais.

La distribution de la production entre marché intérieur et exportations n'est qu'une des sources de tensions potentielles entre le gouvernement sénégalais et les entreprises, aussi bien pour le projet Yakaar-Teranga que pour les futures phases de GTA et de Sangomar.

L'audit et la renégociation potentielle des contrats gazo-pétroliers prévus par le gouvernement risquent de générer d'autres tensions si ces processus ne sont pas soigneusement gérés. Pour que les projets ne souffrent pas de délais supplémentaires, le gouvernement devrait établir des objectifs clairs et un calendrier raisonnable, assurer la transparence des communications, et appuyer son approche sur des analyses économiques et commerciales rigoureuses.[57] Comme la construction des premières phases de GTA et de Sangomar est presque achevée, ces éventuelles renégociations n'impacteront peut-être pas trop lourdement leurs plans de production, mais elles risquent toutefois d'affecter les décisions d'investissement en cours.

La prudence est de mise, étant donné que ces projets font déjà face à un contexte difficile. Si les marchés étrangers offrent plus de garanties que le marché national pour les investisseurs, la transition énergétique mondiale fait aussi planer de nombreuses incertitudes sur les plans d'exportation.

Lorsque l'Europe a soudainement cherché à importer du gaz non russe, de nombreux pays en ont conclu, à tort, que la transition mondiale vers une énergie propre ralentissait – alors qu'en réalité, elle s'accélère.[58] Même si les efforts pour lutter contre la crise climatique restent insuffisants, les considérations économiques et les questions de sécurité énergétique donnent à la transition un élan considérable. Les investissements mondiaux dans les projets d'énergies renouvelables sont désormais supérieurs aux investissements dans les puits de pétrole et de gaz déjà actifs ou nouvellement découverts.[59]

Selon les prévisions basées sur les politiques actuelles des pays (scénario « STEPS » de l'AIE), la demande mondiale en gaz atteindra son pic à la fin de la décennie en cours, puis diminuera progressivement au cours des vingt années suivantes.[60] Comme le montre la Figure 6, l'accélération de cette transition est évidente dans les deux marchés clés pour les exportations sénégalaises – l'Europe et l'Asie.[61]

Dans ce contexte, les futures phases de GTA et de Yakaar-Teranga présentent encore des opportunités d'exportation, mais elles s'amenuisent déjà. Si les plans de développement actuels ne changent pas, Rystad estime qu'il faudra à ces futures phases un prix du GNL



Photo de Witthaya Prasongsin sur Getty Images

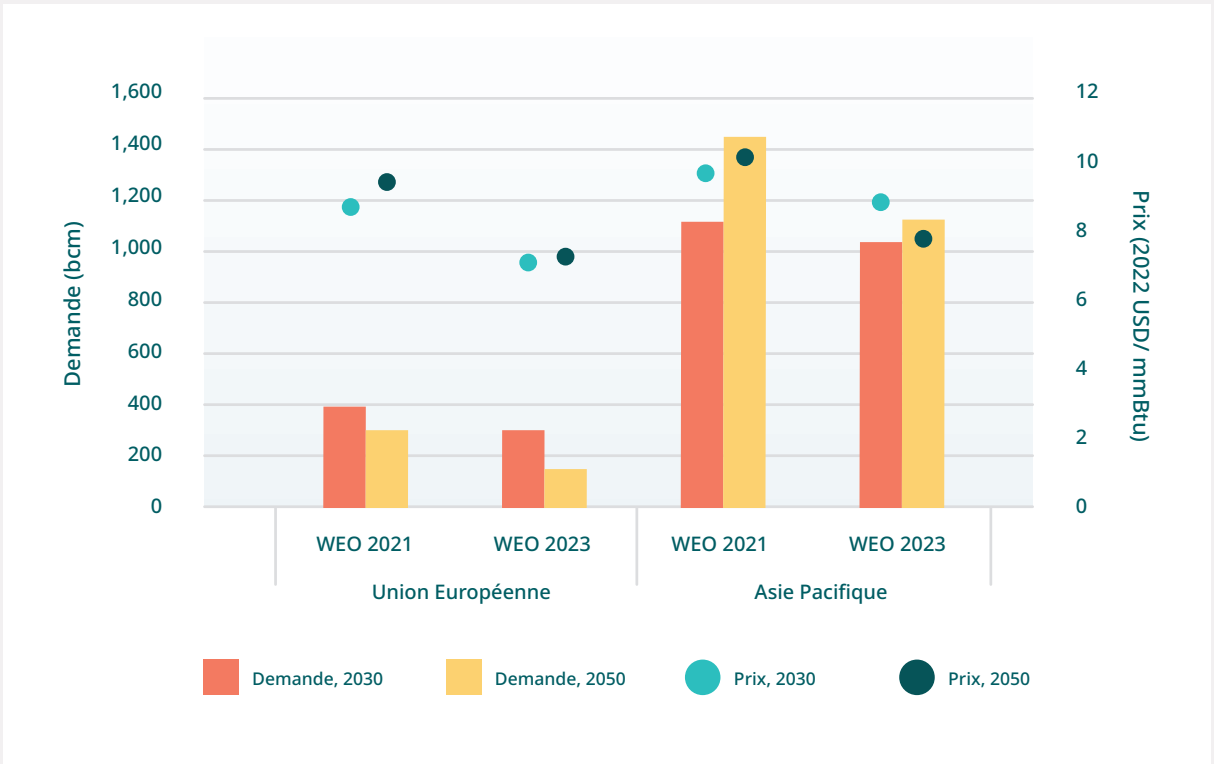
au point de livraison d'environ 6 de dollars par mmBtu à long terme (le « prix d'équilibre »).[63] Ce prix est un peu plus élevé que le prix d'équilibre moyen des divers projets d'exportation mondiaux dont la production n'a pas encore commencé, mais il va dans le sens des prix européens et il est inférieur aux prix asiatiques jusqu'en 2050 dans le scénario STEPS. Cependant, la concurrence autour des investisseurs et des acheteurs sera probablement féroce.

Si la transition énergétique est plus rapide que prévue dans le scénario STEPS, la viabilité des futurs projets du Sénégal n'en sera que plus incertaine.[64] Cette situation soulève un dilemme majeur pour les entreprises qui envisagent d'investir dans de grands projets de GNL à forte intensité de capital : comment concilier la forte croissance de la demande prévue à court terme avec l'incertitude et la baisse probablement rapide de cette demande à plus long terme ?

Les doutes qui planent sur la viabilité des plans d'exportation ne signifient pas nécessairement que le gaz produit par ces projets sera redirigé vers le marché intérieur si les conditions d'exportation ne sont pas réunies. Si les entreprises ont avant tout l'intention d'exporter (compte tenu de la taille et de la fiabilité attendues des marchés respectifs), le gouvernement devra être en mesure de démontrer que le marché intérieur offre une alternative suffisante. Si ces entreprises ne sont pas certaines de pouvoir vendre une quantité suffisante de gaz sur le marché intérieur, elles décideront probablement de ne pas poursuivre les phases futures. Un tel scénario entraînerait donc une diminution plutôt qu'une augmentation de l'approvisionnement intérieur, puisque le Sénégal compte en partie sur ces futures phases pour alimenter le marché national.

Bien entendu, les projets gaziers du Sénégal ne se limiteront peut-être pas à GTA, Yakaar-Teranga et Sangomar. Le processus d'octroi de licences de 2020 n'a pas donné lieu à des offres satisfaisantes, mais le gouvernement prévoit de lancer une nouvelle série prochainement.[65] Toutefois, même si la série d'octrois de licences est plus fructueuse, tout approvisionnement provenant de gisements qui n'ont pas encore été découverts est probablement très éloigné, et donc encore plus menacé par la dynamique de la transition énergétique. Historiquement, il a fallu environ 15 ans aux pays d'Afrique subsaharienne pour passer de la découverte de gaz à la production.[66]

Figure 6. Évolution de la demande et des prix du gaz dans le scénario STEPS de l'AIE entre 2021 et 2023[62]



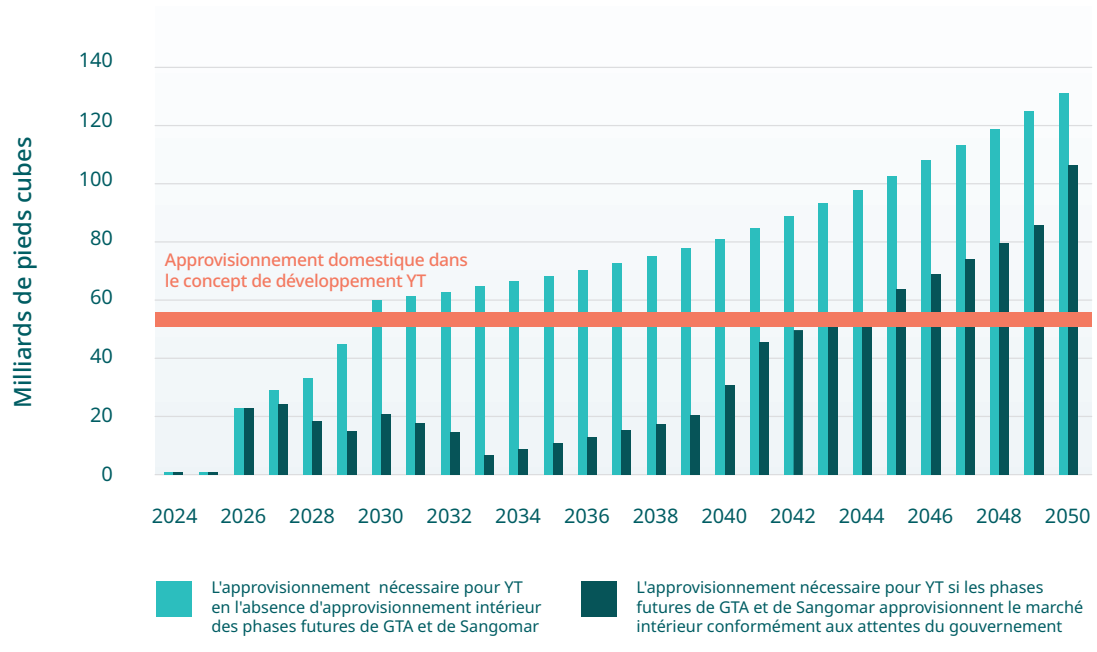
Sans certitude sur l'approvisionnement, les risques de pénurie sont tout aussi réels que les risques de surplus.

Il suffit de comparer la demande en gaz prévue et l'approvisionnement national possible de la Figure 6 pour comprendre qu'il s'agit d'une situation complexe à laquelle le gouvernement doit naviguer. Il lui faut notamment chiffrer les volumes de gaz de Yakaar-Teranga à négocier pour le marché intérieur, ce qui est sans doute son problème le plus immédiat – et le plus épineux. À titre indicatif, la Figure 7 montre, d'après nos profils de production simplifiés, les volumes de gaz de Yakaar-Teranga qu'il faudra allouer au marché intérieur pour répondre à la demande prévue dans deux scénarios différents : (i) si la seule autre source d'approvisionnement sénégalaise est la phase 1 de GTA, et (ii) si GTA et Sangomar fournissent au marché intérieur l'intégralité des volumes escomptés, futures phases incluses. Sans les futures phases de GTA et Sangomar, le gouvernement aura besoin, dès 2030, de dévier plus de gaz de Yakaar-Teranga vers le marché intérieur que ne le prévoit le concept de développement actuel.

Mais même si toutes les futures phases entrent en production, le pays aura besoin de volumes supérieurs à ceux prévus dans le concept de développement actuel de Yakaar-Teranga dès les années 2040. Jusqu'à cette date, il aura besoin de volumes largement inférieurs à ceux du concept de développement.[67]

Pour réduire le risque de pénurie, le gouvernement devrait négocier le volume de Yakaar-Teranga en partant du principe qu'aucun approvisionnement supplémentaire ne proviendra des futures phases de GTA. Et si ces phases entrent finalement en production, l'intégralité du gaz produit pourra, à la place, être exportée pour générer des recettes publiques et des devises. Le gouvernement devrait faire un calcul différent pour le gaz de Sangomar. Comme les volumes sont plus petits, les exportations ne seront probablement pas faisables. S'il n'est pas utilisé pour l'approvisionnement intérieur, le gisement se retrouvera isolé et deviendra inutile. Cela représenterait non seulement une opportunité manquée pour le Sénégal, mais pourrait également entraîner le torchage ou le dégazage du gaz associé avec des répercussions climatiques et environnementales très négatives pour la population.[69]

Figure 7. Volumes provenant de Yakaar-Teranga requis pour répondre à la demande nationale prévue (bcf)[68]



Cette approche évitera aussi au gouvernement de se retrouver avec des surplus de gaz et d'importantes pénalités « take-or-pay ». Pour garantir aux investisseurs que le marché intérieur achètera suffisamment de gaz pour assurer la rentabilité de leurs investissements, le Sénégal devra probablement signer des contrats « take-or-pay » pour la majeure partie de l'approvisionnement national.[70] Mais dans le cadre de tels contrats, toute erreur de calcul des besoins d'approvisionnement sera coûteuse.[71]

Cependant, comme nous l'avons dit plus haut, le gouvernement n'a pas un contrôle total sur les volumes qu'il peut allouer à l'approvisionnement domestique. Les volumes de gaz domestique provenant de l'un ou l'autre de ces projets – mais surtout de Yakaar-Teranga – risquent d'être moins élevés et plus lents à se matérialiser que prévu, voire ne pas se matérialiser du tout. Les plans gaziers du Sénégal ont déjà connu d'importantes perturbations, et les parties prenantes auraient tort d'ignorer la possibilité de problèmes similaires à l'avenir.

En cas de délais supplémentaires, les centrales à gaz déjà construites devront fonctionner au fioul lourd importé plus longtemps que prévu, ou nécessiteront des importations de GNL. Tant que les difficultés et les incertitudes qui pèsent actuellement sur l'approvisionnement ne seront pas résolues, la capacité de conversion du gaz en électricité augmentera probablement plus lentement que le gouvernement ne l'espère. Elle n'atteindra peut-être même jamais l'ampleur prévue, si l'approvisionnement s'avère insuffisant.

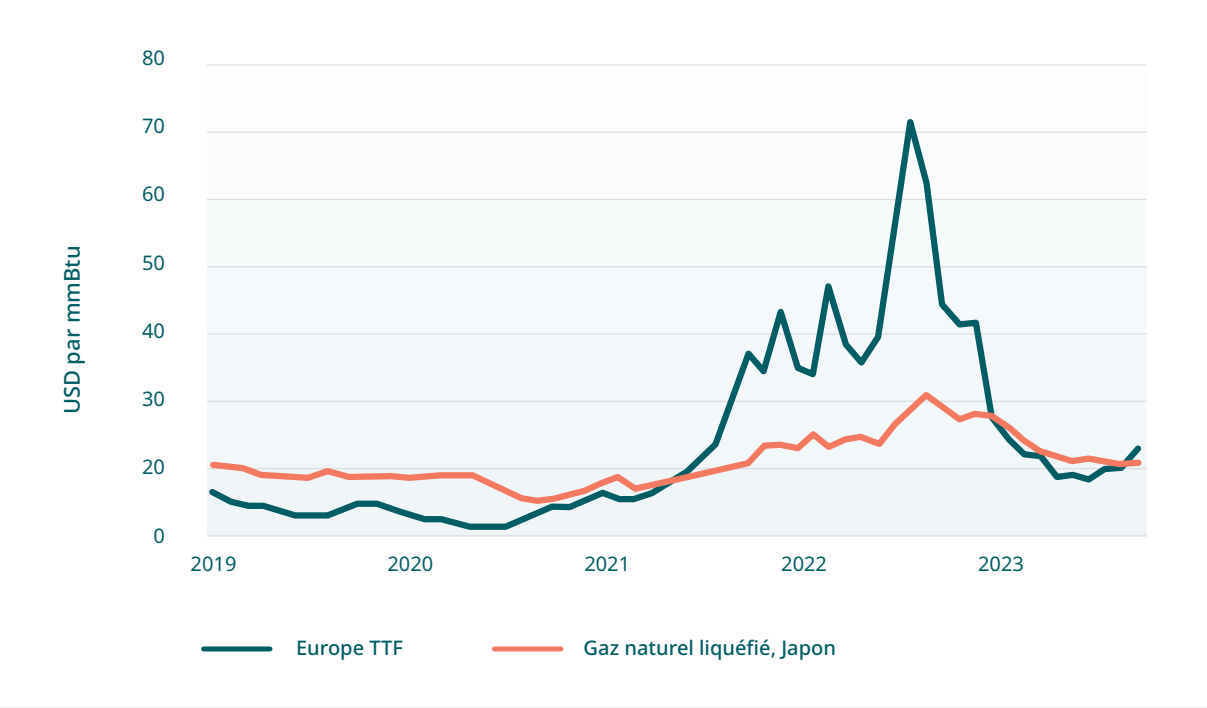
Le gouvernement a trois options pour réduire le risque de pénurie : il peut soit tenter d'allouer des volumes plus importants au marché intérieur, soit développer des plans pour combler l'éventuel déficit avec du GNL importé, soit limiter la quantité de gaz utilisée à des fins autres que la production d'électricité. Cependant, les trois options présentent des coûts et des risques qui pourraient compromettre un ou plusieurs des objectifs du gouvernement concernant l'intensification de l'accès à l'énergie, la baisse des coûts et le renforcement de l'indépendance énergétique.

Le gouvernement pourrait tenter d'assurer un approvisionnement suffisant et en temps opportun des projets du Sénégal en augmentant leur attrait pour les investisseurs. Le gouvernement pourrait offrir des concessions aux entreprises, mais cela irait à l'encontre de la renégociation de contrats à laquelle il souhaite procéder pour gonfler les recettes de l'État. S'il offre des concessions aux investisseurs, il devra toutefois s'assurer qu'elles ne se traduisent pas par un projet qui génère des avantages insuffisants pour compenser les préjudices environnementaux et sociaux qu'il engendre. L'État pourrait aussi utiliser les fonds publics (probablement en s'endettant) pour apporter une contribution plus significative aux coûts de développement. Il semblerait qu'il envisage à présent cette possibilité pour Yakaar-Teranga. Cependant, il doit déterminer si les investissements de fonds publics constituent un pari trop risqué, accaparant des ressources limitées pour des projets qui ne génèrent finalement pas de bénéfices, au lieu de les consacrer à d'autres besoins de développement urgents.[72]

Le Sénégal pourrait aussi recourir au GNL importé si l'approvisionnement domestique est insuffisant. Pourtant, les importations de GNL pourraient engendrer des problèmes similaires à ceux que le Sénégal rencontre actuellement avec les importations de fioul lourd. La dépendance à l'égard du GNL importé a provoqué des ondes de choc dans plusieurs pays d'Asie du Sud après l'invasion de l'Ukraine par la Russie. Les pénuries soudaines de GNL et les prix record indiqués en Figure 8 ont entraîné la fermeture de centrales électriques et d'usines, la flambée des prix de l'électricité, l'affaiblissement des devises locales, des pénuries de devises, une dette publique coûteuse, des suppressions de postes, et un retour à des sources de carburant plus polluantes et dangereuses comme le charbon et les générateurs privés.[73] L'invasion de l'Ukraine par la Russie a aussi retardé les opérations du gouvernement sénégalais, qui s'apprêtait à remplacer le fioul lourd par le GNL importé de la centrale flottante Karpowership, actuellement amarrée au large des côtes.

Même si on peut s'attendre à une baisse des prix du GNL dans les prochaines années, les importations de GNL resteront probablement plus chères, en raison des coûts de liquéfaction, de regazéification et de transport.[74] Ces coûts plus élevés rendraient la viabilité économique des nouvelles centrales à gaz pour les investisseurs plus difficile. Le gouvernement serait alors contraint d'accepter des prix plus élevés dans les contrats d'achat d'électricité (CAE), mais comme le risque d'impayé augmenterait avec les prix, il lui faudrait aussi apporter des garanties supplémentaires. Un tel scénario limiterait la baisse de coûts promise aux ménages et entreprises du Sénégal par les projets de centrales à gaz, ou les économies réalisées par l'État s'il décidait de transférer le risque sur le budget public en continuant de subventionner ces prix.

Figure 8. Prix du gaz en Europe et au Japon[75]



Enfin, le gouvernement pourrait augmenter la probabilité que les centrales électriques obtiennent un approvisionnement suffisant en réduisant l'offre pour les usages autres que l'électricité, tels que la production de ciment. Cependant, contrairement à la production d'électricité où les énergies renouvelables constituent une solution de remplacement, il existe actuellement peu d'autres possibilités pour la plupart des autres utilisations du gaz. Le gouvernement devrait donc envisager l'option inverse : donner la priorité aux usages autres que l'électricité, et non aux centrales électriques, pour l'approvisionnement en gaz.

Il pourrait alors octroyer un rôle plus important aux énergies renouvelables pour remplacer une partie de la capacité de conversion du gaz en électricité actuellement prévue. En prime, les objectifs énergétiques du Sénégal ne dépendraient pas autant de plans gaziers à l'avenir incertain. De manière générale, le Sénégal a tout intérêt à diversifier ses sources d'énergie, et s'il accordait une part plus importante aux énergies renouvelables, il pourrait en plus réduire les risques associés à l'approvisionnement en combustibles auxquels le pays est aujourd'hui confronté. Atteindre l'objectif défini dans l'accord du JETP pour les énergies renouvelables est crucial. Mais la part des énergies renouvelables devra aussi continuer à augmenter après 2030 si le pays veut efficacement atténuer les risques liés à une pénurie de gaz.

Un rôle plus important pour les énergies renouvelables permettrait donc d'aboutir à une situation « gagnant-gagnant ». Les besoins énergétiques du Sénégal seraient satisfaits, mais comme la production nationale d'électricité reposerait davantage sur les énergies renouvelables, une plus grande proportion du gaz produit pourrait être exportée, générant plus de recettes et de devises pour l'État si ces projets sont correctement développés. C'est la stratégie que poursuivent aujourd'hui plusieurs pays producteurs de gaz et de pétrole, tels que l'Arabie Saoudite.[76] L'inverse – utiliser plus de gaz sur le marché national et exporter l'électricité de sources renouvelables – n'est pas une approche envisageable, en tout cas pas pour l'instant. L'exportation d'électricité est coûteuse. Tant que les exportations de dérivés d'hydrogène vert (comme l'ammoniac) ne s'avèrent pas techniquement et économiquement viables, l'électricité d'origine hydraulique, éolienne et solaire ne peut donc être utilisée qu'au Sénégal ou, dans une moindre mesure, sur les marchés voisins. Par conséquent, si davantage de gaz est utilisé pour répondre aux besoins énergétiques du Sénégal, les ressources renouvelables resteront probablement inexploitées.

Défi 2. La source de financement pour les infrastructures de conversion du gaz en électricité

- Le gouvernement pourrait avoir besoin d'un financement d'au moins 2,2 milliards de dollars pour créer la capacité de conversion de gaz en électricité prévue.
- Les sources de financement pour la conversion du gaz en électricité s'amenuisent : alors que les financements publics internationaux destinés aux projets gazo-pétroliers diminuent, il devient aussi plus difficile d'attirer les investisseurs privés.
- Au final, le gouvernement sera peut-être contraint de payer une grande partie des infrastructures lui-même. Un rôle aussi important pour le gaz pourrait donc entraver plutôt que favoriser son objectif de réduction des coûts énergétiques.

Les débats sur la quantité de gaz que le Sénégal est censé produire et brûler deviendront superflus si le pays ne parvient pas à trouver le capital nécessaire à la construction des infrastructures requises. Il n'y a que peu d'informations sur le coût potentiel des infrastructures nécessaires aux plans actuels de conversion du gaz en électricité, mais les estimations du coût de certains composants donnent une indication. Comme l'indique le Tableau 2, un financement d'au moins 2,2 milliards de dollars pourrait s'avérer nécessaire. Notre estimation la plus basse pour la capacité supplémentaire de 2 GW envisagée par le gouvernement est basée sur le coût mondial moyen d'environ 0,8 million de dollars par MW. Notre estimation la plus haute est basée sur le coût moyen prévu à court terme par le gouvernement sénégalais pour ses nouvelles centrales, soit environ 1,6 million de dollars par MW.[77] À l'heure actuelle, on ne sait pas clairement qui financera ces infrastructures.

Tableau 2. Besoins de financement possibles pour le plan sénégalais de conversion de gaz en électricité

Infrastructures	Coût (en millions de dollars)	Source
Conversion d'usines de fioul lourd existantes	60-100	Estimation du gouvernement[78]
Nouvelle capacité de conversion de gaz en électricité d'environ 2 GW	1 600 – 3 200	Estimation de NRGI
Réseau de 472 km de gazoducs prévus	300	Estimation du gouvernement[79]
Réseau virtuel de gazoducs	250	Estimation du gouvernement[80]
Financement additionnel total requis	**2 210 – 3 850**	

Un fossé se creuse entre les ambitions et les capitaux disponibles pour les projets gaziers domestiques dans les pays à faible revenu.

Les gouvernements des pays à faible revenu ont souvent eu du mal à réunir les fonds qu'ils espéraient obtenir pour leurs gazoducs et centrales électriques, même avant la transition énergétique et les préoccupations croissantes liées au changement climatique. Les difficultés à lever des fonds proviennent principalement du fait que les projets d'infrastructure de transformation du gaz en électricité peuvent comporter des risques économiques et de contreparties importants pour les investisseurs. Les projets gaziers domestiques offrent rarement un retour sur investissement décent, ou finissent même déficitaires, en raison de dysfonctionnements et de problèmes financiers survenant ailleurs dans la chaîne d'approvisionnement ou dans l'économie. Plusieurs problèmes peuvent affecter les flux de trésorerie : coûts d'infrastructure élevés et pertes sur le réseau, demande plus faible que prévue, incapacité des clients à payer, tarifs d'électricité qui ne reflètent pas les coûts, ou affaiblissement de la valeur des devises locales. Ces risques se traduisent par des coûts de financement plus élevés, décourageant encore plus les investissements.

Bien sûr, bon nombre des obstacles à l'investissement dans les projets de production d'électricité à partir gaz s'appliquent aussi à d'autres types de projets de grande échelle, y compris les énergies renouvelables. Mais les investisseurs et les institutions financières sont de plus en plus frileux face aux projets de conversion de gaz en électricité, du fait des inquiétudes croissantes autour de l'impact climatique du gaz et de son avenir incertain.

L'investissement mondial dans la production d'électricité à partir du gaz a considérablement diminué ces dix dernières années.[81] La part de l'Afrique dans ces investissements a toujours été relativement faible, mais elle est également en baisse, ce qui exacerbe la tendance mondiale à la baisse dans le financement du gaz pour les pays africains. L'Afrique a reçu 12 % des investissements mondiaux destinés à la conversion du gaz en électricité en 2015 (soit 11 milliards de dollars), mais seulement 5 % en 2023 (5 milliards de dollars).[82] Les conséquences de ce rétrécissement de la réserve de capitaux sont tout à fait évidentes. Les gouvernements et les entreprises prévoient actuellement la construction de 53,7 GW de nouvelles centrales à gaz en Afrique, pour un coût d'environ 52 milliards de dollars, mais ils n'ont pas encore trouvé de financement pour la plupart de ces projets.[83] En revanche, si la part de l'Afrique dans l'ensemble des

capitaux destinés à la capacité de production des énergies renouvelables est étonnamment faible (3 %), elle est restée relativement stable au cours de la même période. Cela se traduit par une hausse considérable des investissements, qui ont presque doublé pour passer de 11 milliards de dollars en 2015 à 21 milliards de dollars en 2023.[84] Si la transition énergétique et les préoccupations climatiques rendent les investissements dans les infrastructures à gaz plus risqués en général, les investisseurs semblent aussi bouder les pays qui, selon les perceptions actuelles, présentent des risques économiques et risques de contrepartie importants.

Les centrales électriques sénégalaises peuvent sembler moins risquées que d'autres destinations de la région en raison de plusieurs facteurs, notamment :

- la stabilité politique illustrée par la récente transition pacifique du pouvoir
- une solide performance économique
- des contrats d'achat d'électricité (CAE) permettant le recouvrement intégral des coûts
- clauses take-or-pay dans les CAE
- risques de change assez faibles pour les producteurs de gaz et de pétrole d'Afrique occidentale, puisque le cours du franc CFA est lié à l'euro et donc relativement stable
- si exploitée, l'opportunité d'élaborer, à titre de nouveau producteur gazier, des mécanismes de gouvernance et des cadres juridiques ou institutionnels pensés pour minimiser les émissions de méthane dans la chaîne de valeur du gaz dès le début, et ainsi éroder la réticence aux investissements liée à l'impact climatique du gaz.[85]

Le Sénégal a tout intérêt à garder ces cartes en main, surtout à l'heure où le nouveau régime élu s'efforce d'affiner son programme. Malgré ces atouts, le contexte mondial actuel (retrait généralisé des capitaux pour les projets de centrales à gaz) ne permettra sans doute pas au Sénégal d'attirer les financements suffisants.

La réduction des financements publics internationaux joue un rôle clé dans ces sorties de capitaux. Le financement public international des projets gaziers domestique assuré par les agences de crédit à l'exportation (ACE), ainsi que par les banques multilatérales de développement (BMD), les banques de développement détenues ou contrôlées par l'État et les sociétés de financement (collectivement désignées par le terme « institutions de financement du développement » ou IFD), est essentiel pour réduire les risques et, par conséquent, attirer les investissements du secteur privé. Les grandes entreprises étrangères qui construisent les centrales électriques alimentées au gaz dans les pays en développement se tournent souvent vers les ACE ou d'autres organisations financières publiques pour obtenir des prêts et des garanties, et ainsi risquer moins de leurs propres capitaux dans un projet. De même, les prêteurs privés – étrangers ou nationaux – craignent souvent d'investir dans les projets gaziers des pays en développement à moins que les prêteurs publics ne s'engagent d'abord et assument les risques les plus importants, que ce soit par le biais d'une participation au capital, de la subordination de dette ou de la provision de garanties et d'une assurance.[86]

Le financement des IFD et des ACE joue un rôle important pour le secteur de l'énergie sénégalais. À ce jour, chacune des centrales électriques à gaz que le pays a construites ou qu'il est actuellement en train de développer a bénéficié de l'engagement financier d'au moins une IFD ou ACE. Mais aujourd'hui, le soutien financier public international à des projets tels que ceux du Sénégal est une question très controversée. Depuis la déclaration de plusieurs juridictions, dont les États-Unis et l'UE, appelant à la fin du financement public international du gaz lors de la COP26[87], les grands bailleurs de fonds sont nombreux à appliquer des critères très stricts au financement des centrales électriques à gaz. Il reste à voir si la hausse de la demande européenne pour les exportations de gaz africain et le léger changement de position observé dans quelques pays et institutions se traduiront par des financements plus généreux pour les infrastructures gazières destinées à l'usage national.[89]

Nous savons que lors des négociations du JETP, des désaccords sur le financement des infrastructures gazières ont émergé entre le gouvernement sénégalais et les membres de l'IPG. Pourtant, les pays riches, qui sont aussi les plus gros émetteurs, devraient rester ouverts au financement des projets de conversion de gaz en électricité, si certains critères sont remplis.[90] Mais tant que les donateurs et les prêteurs ne se seront pas à engagés à fournir leur soutien, compter sur ce financement est une approche risquée pour le Sénégal.

Jusqu'à présent, seule une poignée de petites IFD et ACE, pour la plupart africaines, semblent disposées à financer de nouveaux projets gaziers dans des pays comme le Sénégal. Le financement des centrales de Cap des Biches, de Malicounda et de Saint-Louis reflète ce nouveau paysage. Ces projets ont principalement été financés par des institutions multilatérales africaines telles que la Banque africaine de développement, l'Africa Finance Corporation et Afrexim Bank, ainsi que des banques africaines du secteur privé.

Utiliser des fonds publics pour financer les projets gaziers pourrait exercer une pression supplémentaire sur le budget sénégalais déjà tendu.

Bien que le soutien des institutions africaines soit extrêmement précieux, leur faible capitalisation ne leur permettra peut-être pas de financer l'ensemble des plans gaziers, très ambitieux, du Sénégal. Ces fonds feront l'objet d'une concurrence féroce. Par conséquent, le Sénégal devra peut-être trouver d'autres moyens de réduire les risques pour les investisseurs privés en acceptant, par exemple, des prix élevés dans les CAE et en fournissant des garanties gouvernementales. Si le gouvernement offrait ce type de soutien à des investisseurs nationaux bien connectés sans processus de due diligence à l'appui, on risquerait aussi de le soupçonner de corruption, ce qui nuirait non seulement à la performance du secteur, mais également à la réputation du Sénégal en tant que destination d'investissement.

En fin de compte, le Sénégal devra peut-être aussi s'appuyer directement sur son propre budget (y compris par le biais d'emprunts) pour mettre en œuvre certains de ses plans de conversion du gaz en électricité. Dans l'un des modèles, SENELEC pourrait prendre une participation importante dans les nouveaux projets, bien que ce scénario aille à l'encontre de la tendance régionale actuelle, qui consiste à développer l'approvisionnement en électricité par le biais d'entreprises privées, tandis que les entreprises publiques supervisent la transmission et la distribution. Si les nouveaux projets ne sont pas rentables, le gouvernement pourrait être contraint de procéder à des injections régulières de fonds publics ou de s'endetter davantage. Le budget du Sénégal est déjà trop sollicité pour des investissements aussi importants. Par exemple, l'investissement requis (2,2 milliards de dollars) est à peu près équivalent aux recettes fiscales totales du gouvernement en 2024 (2,36 milliards de dollars). Le coût du réseau de gazoducs à construire, estimé à environ 550 millions de dollars, est supérieur au budget prévu pour la défense en 2024 (499 millions de dollars), pour la sécurité et l'ordre public (444 millions de dollars) ou pour la santé (451 millions de dollars).[91] Certes, les investissements prévus s'étaleraient sur plusieurs années, mais ils pourraient considérablement alourdir la dette publique du pays et obliger le gouvernement à faire des compromis difficiles sur le financement d'autres priorités urgentes.

Le gouvernement doit tenir compte de ces difficultés de financement dans sa stratégie pour atteindre ses objectifs énergétiques et examiner s'il faut donner un rôle aussi important au gaz.



Photo de CatherineLProd sur Shutterstock

Défi 3. Le rôle des énergies renouvelables, leurs avantages et leurs défis

- Si le gouvernement sénégalais veut atteindre ses objectifs énergétiques, il a tout intérêt à exploiter le potentiel en énergies renouvelables du pays et à réduire le rôle important du gaz.
- Augmenter la part des énergies renouvelables ne sera pas sans difficultés, mais ne semble pas non plus infaisable, à court terme comme à long terme.
- Les partenaires de développement devront fournir leur soutien financier et technique, notamment en abaissant le coût du capital. Le JETP offre un mécanisme précieux pour faciliter et coordonner ce soutien.
- Le gouvernement peut prendre plusieurs mesures – sur la stratégie, le cadre institutionnel, le cadre réglementaire et la communication avec les investisseurs – pour améliorer les perspectives de financement.

Le potentiel du Sénégal pour le déploiement des énergies renouvelables est considérable.

À court terme comme à long terme, les énergies renouvelables peuvent jouer un rôle beaucoup plus important que ne l'envisage actuellement le gouvernement dans les plans de la révision de politique énergétique de l'AIE. En plus de l'ensoleillement important et des vents forts du Sénégal, d'autres facteurs peuvent contribuer à la croissance future. Les conditions d'investissement sont relativement saines pour le pays. En plus des atouts déjà cités plus hauts pour les investissements dans les projets gaziers (p. ex. CAE facilitant le recouvrement des coûts, et risque de change relativement faible), des mesures incitatives pour les investisseurs et les consommateurs, telles que l'exemption de TVA sur les composants solaires et éoliens, sont déjà en place. Les investisseurs étrangers ont exprimé un fort intérêt, et le réseau électrique du pays est déjà alimenté par quelques projets d'énergies renouvelables rentables.[92]

Selon une analyse récente de la Banque mondiale, le Sénégal pourrait encore développer sa capacité en énergies renouvelables à court terme. Comme l'indique le Tableau 3, la Banque mondiale suggère qu'il serait économiquement viable de développer environ 216 MW d'énergie solaire de plus que ne le prévoient les plans actuels du gouvernement d'ici 2027 (calculs basés sur les coûts estimés et les besoins d'intégration). Selon elle, d'autres capacités d'énergies renouvelables non hydroélectriques deviendront rentables vers la fin de la décennie. Tout le programme électoral de la coalition Diomaye Président, la Banque mondiale met aussi l'accent sur le fort potentiel hydroélectrique de la région. C'est un potentiel que le gouvernement sénégalais pourrait exploiter, même s'il faut ajouter que la baisse des précipitations due au changement climatique pourrait limiter le rôle de l'hydroélectrique à plus long terme.[93]

Table 3. Prévisions de la Banque mondiale concernant la capacité de production d'énergie renouvelable économiquement viable (MW) [94]

	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Hydroélectrique	75	121	121	305	305	436	436
Solaire PV	226	251	451	551	551	551	551
Éolienne	159	159	159	159	159	159	159
Total des énergies renouvelables	**460**	**531**	**731**	**1015**	**1015**	**1146**	**1146**

Les énergies renouvelables présentent leurs propres défis à court terme pour le Sénégal, mais les partenaires du développement pourraient contribuer à l'atténuation des risques.

La variabilité des énergies solaire et éolienne nécessite des investissements importants dans le réseau, mais donner un rôle différent au gaz sera également utile en ce sens

Il existe bien sûr des limites réelles au rôle que peuvent jouer les sources d'énergie renouvelable variables, telles que le solaire et l'éolien, pour satisfaire à elles seules les besoins en énergie du Sénégal. Ces limites tiennent principalement au fait que l'électricité qu'elles produisent n'est pas répartissable (dispatchable). Elle ne peut pas être générée et distribuée sur commande, lorsque la demande est là : elle n'alimente le réseau que lorsque le soleil brille ou que le vent souffle. Les installations solaires photovoltaïques (PV) ne génèrent d'électricité qu'environ 12 heures par jour, et la production diminue à la saison des pluies. En outre, le pic quotidien de consommation électrique a généralement lieu en début de soirée, lorsque les centrales solaires PV ne génèrent pas d'énergie. La disponibilité de l'énergie solaire et éolienne fluctue aussi avec les conditions météorologiques. Cette variabilité est un véritable défi pour les opérateurs du réseau, qui doivent non

seulement équilibrer l'offre et la demande au fil des saisons et des heures de la journée pour assurer un approvisionnement adéquat en électricité, mais aussi seconde par seconde pour assurer la stabilité du réseau et prévenir les défaillances imprévues, telles que les microcoupures et les pannes d'électricité.[95]

Ces difficultés ont souvent servi à justifier la réticence du pays à développer davantage les énergies renouvelables, affirmant notamment qu'elles déstabiliseraient trop le réseau en l'état actuel.[96] Cette conclusion est au moins partiellement validée par l'analyse de la Banque mondiale et des études privées.[97] Mais les informations disponibles dans le domaine public ne permettent pas d'établir clairement l'ampleur et la nature exactes de ce problème pour le Sénégal, à court ou à long terme.[98]

Modéliser et identifier la réponse adéquate aux problèmes de réseau causés par l'ajout d'énergies renouvelables est une question analytique complexe. La Banque mondiale a déjà commandé des études d'intégration, mais celles-ci ne sont pas tombées dans le domaine public. Comme le gouvernement s'appuie souvent sur l'analyse financée par la Banque mondiale, il devrait en divulguer les principales conclusions, ainsi que ses propres plans d'intégration. Ou, si elles ne reflètent plus la situation actuelle, ces études devraient être mises à jour, et les nouveaux résultats communiqués.

Le réseau sénégalais aura certainement besoin de mises à jour et d'extensions au fur et à mesure que le parc de production s'agrandira, et la mise en œuvre de certaines d'entre elles nécessitera énormément de temps et d'argent. Certains de ces travaux sont spécifiques aux énergies renouvelables, comme la création d'un centre d'intégration au réseau. Mais que le Sénégal choisisse de développer les énergies renouvelables ou le gaz, ces investissements resteront pour la plupart nécessaires, puisque la capacité actuelle du réseau est encore trop limitée pour une importante charge supplémentaire. Ce problème a déjà été mis en évidence en 2018, lors des perturbations de réseau entraînées par la mise en service de la centrale à charbon de Sendou, qui a dû cesser les opérations le temps que les améliorations nécessaires soient apportées au réseau.[99]

Il est encourageant de constater que le gouvernement et les partenaires de développement ont déjà fait de l'amélioration de l'infrastructure de transmission et de distribution une priorité. Par exemple, SENELEC a déjà lancé des projets d'extension et d'amélioration du réseau pour un coût d'environ 400 millions de dollars, financés par la Millennium Challenge Corporation des États-Unis.[100] L'infrastructure devrait faire l'objet de travaux supplémentaires sous le nouveau régime en place, comme indiqué dans le programme électoral de la coalition Diomaye Président.[101] Les interconnexions récemment réalisées avec le Mali et la Gambie dans le cadre du pool énergétique ouest-africain, ainsi que les contrats de transport d'énergie récemment signés entre l'Organisation pour la mise en valeur du fleuve Gambie du Sénégal, la Gambie, la Guinée et la Guinée-Bissau, devraient également jouer un rôle non négligeable.

Le gouvernement et ses partenaires de développement ont aussi exploré des solutions de stockage par batterie, par exemple dans le parc éolien de Taiba Ndiaye.[102] Cette démarche est encourageante, étant donné qu'un stockage important sera probablement nécessaire pour permettre aux énergies renouvelables de monter en puissance à un niveau bien plus élevé. Cependant, des changements dans le paysage financier seront probablement nécessaires avant que les systèmes de stockage ne deviennent une solution à grande échelle pour le Sénégal. Contrairement aux nouveaux champs solaires ou parcs éoliens, les systèmes de stockage d'énergie ne fournissent pas de flux de trésorerie constants, ce qui réduit l'intérêt des investisseurs. Pour que les projets de systèmes de stockage soient bancables, les opérateurs de stockage doivent avoir la possibilité d'« empiler » les revenus en offrant de multiples services de réseau (par exemple, régulation de fréquence ou arbitrage énergétique). Certains devront peut-être aussi facturer aux acheteurs des paiements de capacité pour le stockage de l'électricité. Pour aider à monétiser de tels services, les IFD devraient s'engager à financer les projets de stockage d'énergie à des conditions préférentielles, notamment en apportant des garanties. Le stockage doit également devenir un élément plus normalisé et attendu des appels d'offres pour les projets de nouvelle génération.

Injecter au réseau l'électricité produite par des centrales à gaz pourrait aussi aider à gérer la variabilité, offrant une solution particulièrement intéressante à l'heure où les solutions de stockage à grande échelle n'en sont encore qu'à leurs balbutiements au Sénégal. Au lieu de remplacer les énergies renouvelables, le gaz pourrait les compléter, et fournir l'électricité nécessaire lorsque la production des énergies renouvelables chute ou

que la demande est élevée. Le gaz est bien adapté à ce rôle étant donné qu'il peut monter en puissance et descendre rapidement, en toute flexibilité. Toutefois, ce rôle nécessitera une planification minutieuse. Comme nous le verrons dans la section suivante, l'utilisation du gaz de cette manière nécessite des technologies, des cadres réglementaires, ainsi que des accords contractuels différents de ceux utilisés pour la production de base. Dans un tel scénario, le gouvernement devra également accorder une attention particulière à la quantité d'électricité gazière réellement nécessaire à la stabilité. Selon le plan directeur de production de l'USAID, la puissance de réserve supplémentaire requise pour connecter un plus grand nombre de centrales à énergie renouvelable au réseau sans entraîner de pannes ne serait pas très importante. Mais le gouvernement aurait sans doute besoin de revisiter cette analyse avec de nouveaux modèles prenant en compte les développements plus récents.[103]

Investir dans l'amélioration du réseau, dans des systèmes de stockage ou dans de nouvelles infrastructures gazières n'est pas le seul moyen de prévoir et de gérer les fluctuations d'énergie. Il existe aussi d'autres options simples – et économiques – telles que l'utilisation de nouveaux logiciels (p. ex. le System Planning Test Model de l'IRENA) ou la formation du personnel à de nouvelles méthodes de travail.[104] Des études et des articles ont mis en évidence un éventail d'options que le Sénégal pourrait étudier pour améliorer la stabilité du réseau à mesure que la part des énergies renouvelables augmente dans le mix énergétique[105], notamment :

- identifier les sites où le solaire et l'éolien pourraient être simultanément développés, sachant que le vent a tendance à s'intensifier en soirée et pourrait offrir un excellent complément au solaire
- adopter un mécanisme de répartition d'électricité plus flexible
- améliorer la précision des prévisions météo et la prévision de la demande
- développer une nouvelle stratégie de réserve de puissance synchronisée
- promouvoir les compteurs connectés et les mesures d'efficacité énergétique

Aucune de ces mesures ne résoudra à elle seule les problèmes de variabilité des énergies renouvelables. Mais le gouvernement devrait mentionner celles qu'il a déjà essayées et s'engager à explorer celles qui paraissent prometteuses.

Les énergies renouvelables sont de moins en moins chères, mais les partenaires de développement doivent intervenir pour réduire le coût du capital encore trop élevé.

Tant au niveau mondial qu'en Afrique de l'Ouest, le coût des capacités de production des énergies renouvelables a considérablement baissé et cette tendance devrait se poursuivre. Selon l'AIE, le coût actualisé de l'énergie (*Levelized cost of electricity* ou LCOE)[106] a chuté d'environ 90 % pour l'énergie solaire photovoltaïque, de 70 % pour l'énergie éolienne terrestre, et de 60 % pour l'énergie éolienne offshore entre 2010 et 2022, à l'échelle mondiale.[107,108] En 2022, la moyenne mondiale du LCOE pour les nouveaux panneaux solaires photovoltaïques à échelle industrielle était déjà 29 % inférieure à celle de l'énergie fossile la moins chère, tandis que l'éolien terrestre était 52 % inférieur.[109] L'AIE en a conclu que de nombreux projets solaires et éoliens africains étaient déjà compétitifs face aux turbines à gaz à cycle combiné (TGCC), le type de centrale à gaz que le Sénégal semble vouloir construire.[110]

Pour de nombreux pays africains, la viabilité économique des énergies renouvelables est néanmoins potentiellement plus difficile que ne le suggèrent les estimations. Même si le LCOE est l'indicateur le plus fréquemment utilisé (et souvent le seul disponible) pour comparer les coûts de différentes technologiques, il a aussi plusieurs défauts : il ne tient notamment pas compte des coûts liés au fonctionnement de l'ensemble du système électrique.[111]

Le coût de capital de 7 % utilisé par l'AIE dans les analyses citées ci-dessus est aussi plus bas que les coûts réels pour plusieurs pays africains. Alors que les projets solaires ou éoliens peuvent avoir des coûts d'exploitation plus faibles, notamment parce que les coûts de combustible sont nuls, ils ont encore souvent des coûts d'investissement initiaux plus élevés que les nouvelles centrales à gaz. Pour cette raison, le coût du capital a un impact plus important sur les coûts généraux des énergies renouvelables que sur ceux du gaz. Cet aspect est particulièrement important dans le contexte africain. En raison des risques (perçus ou réels) associés aux investissements en Afrique, les coûts de capital pour les projets énergétiques africains sont en moyenne trois fois plus élevés qu'en Europe ou en Amérique du Nord, et encore plus élevés pour les projets de petite échelle.[112,113] Pourtant, les taux de manquement des projets

africains sont plus bas que la moyenne mondiale, ces projets faisant d'abord l'objet d'un examen extrêmement rigoureux.[114] Selon une étude, le coût du capital pour les projets d'énergies renouvelables dans certains pays africains peut atteindre 18,5 %.[115] Comme le montre la comparaison effectuée par le World Resources Institute (WRI) entre les turbines à gaz à cycle ouvert (TGCO) et les projets solaires photovoltaïques (Figure 9), ces coûts de capital modifieraient considérablement la compétitivité des énergies renouvelables, du moins jusqu'à la baisse attendue du coût des énergies renouvelables. Les estimations publiques du coût du capital au Sénégal varient. Alors que l'Agence internationale pour les

Figure 9. Impact des coûts de capital sur le coût des centrales à gaz et solaires[116]



énergies renouvelables (IRENA) suggère que les coûts de capital des projets solaires photovoltaïques d'échelle industrielle n'auraient été que de 4,3 % en 2021, l'AIE estiment qu'ils se situaient aux alentours de 9 % en 2022.[117,118] Une analyse plus approfondie est nécessaire pour établir le coût du capital actuel pour le Sénégal et son impact sur la compétitivité des énergies renouvelables, surtout à l'heure où les coûts de capital sont en hausse dans le monde entier. Le gouvernement est également en train d'actualiser son plan de production à moindre coût pour le secteur de l'électricité. Une fois ce plan terminé, il devrait en communiquer les résultats, ainsi que ses propres conclusions sur les sources d'énergie qui fourniront l'électricité la moins chère dans différents scénarios. En parallèle, le gouvernement et ses partenaires de développement devraient faire tout leur possible pour réduire le coût du capital s'ils veulent rendre les projets d'énergies renouvelables sénégalais plus compétitifs. Selon les discussions de l'AIE avec les investisseurs, le Sénégal devrait surtout tâcher de réduire les risques off-take liés à l'achat de la production (les retards de paiement et l'accumulation d'arriérés de SENELEC ayant empiré au cours des dernières années) et d'éliminer les goulots d'étranglement dans la distribution de l'électricité.[119]

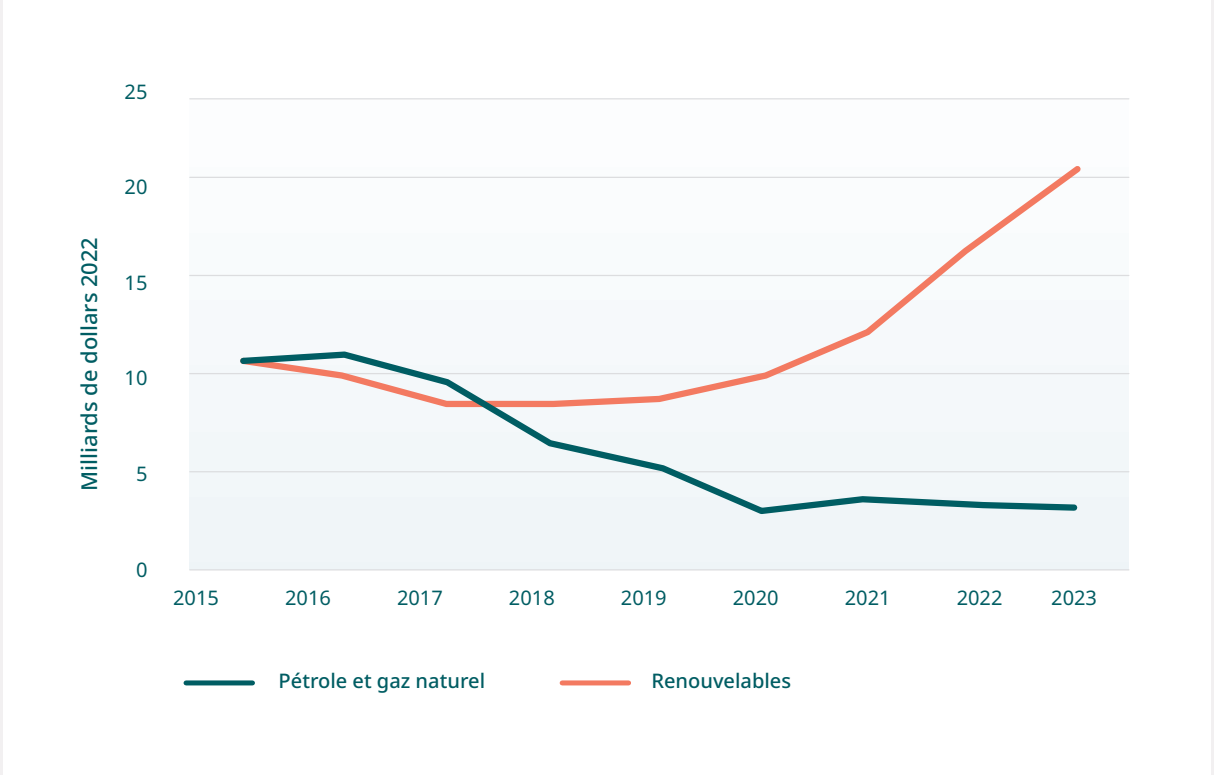
Pour les énergies renouvelables comme pour le gaz, le financement public international est indispensable pour atténuer les risques au moyen de financements concessionnels et de garanties. La différence est que dans le cas des énergies renouvelables, des fonds beaucoup plus importants pourraient s'avérer disponibles.

Les énergies renouvelables ont des coûts initiaux élevés, mais des montants de financement plus importants pourraient être disponibles via le JETP.

Bien que les estimations du LCOE suggèrent que certains projets solaires et éoliens sénégalais pourraient être plus avantageux que les projets gaziers en termes de coût global, leurs coûts initiaux sont souvent plus élevés. Pour le gouvernement sénégalais, il sera donc encore plus difficile d'utiliser des fonds publics pour financer une expansion significative en énergies renouvelables qu'une expansion d'ampleur similaire pour le gaz, même en excluant les coûts généraux liés à la modernisation du réseau et au stockage. Selon nos calculs (basés sur les estimations de coûts à moyen terme et le coût des précédents projets sénégalais), les 346 MW de capacité supplémentaire en énergies renouvelables requis pour atteindre les objectifs conditionnels de la CDN en 2030 pourraient coûter jusqu'à 920 millions de dollars.[120] Ce coût ne comprend pas les améliorations nécessaires à apporter au réseau, les systèmes de flexibilité et la capacité de stockage d'énergie. Le financement externe sera donc crucial.

Les sources potentielles de financement pour les énergies propres dont le Sénégal pourrait profiter est en croissance, comme l'indique le nouveau partenariat créé par la Banque africaine de développement et la Banque mondiale pour connecter 300 millions d'Africains à de l'électricité d'origine renouvelable d'ici 2030.[121] Le financement total des énergies renouvelables pour l'Afrique a presque doublé depuis 2015.[122] Entre 2016 et 2019, le Sénégal a attiré près de 750 millions de dollars de financement pour les énergies renouvelables.[123] Les projets solaires et éoliens récents au Sénégal ont attiré les prêts et les garanties d'institutions publiques internationales qui se retirent du gaz, notamment la Banque européenne de développement, l'U.S. Development Finance Corporation, la Banque mondiale, et diverses institutions de financement du développement d'Allemagne, du Danemark, de Finlande, de France et des Pays-Bas.[124]

Figure 10. Investissement dans la capacité de production électrique à partir du gaz et des énergies renouvelables en Afrique 2015-2023 (milliards de dollars, en termes réels 2023)[125]



La plupart de ces institutions et pays n'ont pas apporté leur soutien au moindre projet africain de centrale à gaz depuis cinq ans ou plus.[126]

Mais le Sénégal aura besoin de financements beaucoup plus importants pour développer sa capacité en énergies renouvelables. Comme les dirigeants africains l'ont clairement indiqué dans le communiqué du Sommet africain du climat à Nairobi en septembre 2023, et comme le proclament les partisans de l'Initiative de Bridgetown, répondre à ces besoins nécessitera un vrai changement d'approche des IFD.[127,128]

La majorité des fonds destinés à l'énergie propre finit encore dans les caisses des pays les plus riches.[129] Le continent africain dispose du plus grand potentiel solaire au monde (40 % du total), avec plus de 600 millions de personnes sans accès à l'électricité – mais n'abrite à ce jour que 1 % de tous les panneaux solaires.[130, 131] Cette situation est partiellement due au fait que les pays riches ne tiennent pas leurs engagements en matière de financement climatique à l'égard des pays en voie développement. Pour ajouter au problème, les IFD se sont aussi montrées réticentes à faire des investissements à haut risque et faible rendement.[132] Ces facteurs combinés ont fatalement des répercussions sur les capitaux privés qui, selon l'AIE, devront fournir 52 % du financement pour que l'Afrique atteigne ses objectifs énergétiques et climatiques d'ici 2030.[133]

Le JETP pourrait faciliter ce changement radical pour le secteur énergétique du Sénégal, en offrant un soutien financier et technique coordonné qui, en plus des avantages directs qu'il présente, pourrait aussi attirer plus de capitaux, y compris de la part d'investisseurs privés. Comme les JETP sont des mécanismes encore relativement récents, et que les partenariats déjà conclus n'ont progressé que lentement, le montant des fonds que le Sénégal pourrait mobiliser via son JETP est difficile à estimer.[134] Pourtant, la Banque mondiale a déjà approuvé un cofinancement de 500 millions de dollars pour compléter le package de 8,5 milliards de dollars octroyé à l'Afrique du Sud dans le cadre de son JETP.[135] D'autres pays ont également utilisé avec succès le financement public international pour mobiliser des montants supplémentaires. Le Maroc, par exemple, a reçu 230 millions de dollars du Fonds vert pour le climat, qui a mobilisé 757 millions de dollars supplémentaires.

Les 63 millions de dollars déboursés par le Fonds pour l'environnement mondial ont mobilisé un cofinancement d'environ 13 fois ce montant initial.[136]

Malgré ses difficultés, le JETP du Sénégal pourrait donc encore avoir un impact considérable. Pour cela, il devra :

- Minimiser les risques associés aux investissements dans les capacités de production d'électricité à grande échelle, notamment en améliorant la solvabilité de SENELEC (via des garanties couvrant les retards de paiement), et en fournissant des instruments innovants pour répondre aux principales préoccupations des investisseurs privés (telles que le manque d'options de financement libellées en franc CFA avec taux d'intérêt peu élevés et longues échéances).
- Octroyer des subventions plus généreuses et plus longues à des projets aux perspectives économiques encore incertaines, tels que les mini-réseaux.
- Pourvoir les fonds manquants pour les systèmes de stockage, les travaux d'amélioration et les extensions de réseau (voir plus haut) que les investisseurs privés ne voudront probablement pas financer.

Ce faisant, le JETP augmenterait non seulement la capacité en énergies renouvelables à moyen terme, mais préparerait également le terrain pour une expansion encore plus importante à long terme. Comme mentionné plus haut, une stratégie d'expansion à long terme est indispensable : même si le Sénégal atteint l'objectif du JETP (40 % d'énergies renouvelables en 2030), la part des énergies renouvelables repasserait en-dessous de ce seuil post-2030 si le gouvernement opte pour une expansion massive des capacités gazières sans projets d'ampleur suffisante pour les énergies renouvelables.

Le gouvernement peut prendre plusieurs mesures pour débloquer le financement des énergies renouvelables, par l'intermédiaire et au-delà du JETP.

Les partenaires internationaux doivent honorer les promesses de financement du JETP. Mais le gouvernement devrait poursuivre une politique d'expansion pour les énergies renouvelables même en cas d'échec du JETP : d'abord parce que les vastes plans de conversion du gaz en électricité du Sénégal sont lourds de risques pour les objectifs énergétiques du pays, et ensuite parce que le financement disponible pour les énergies renouvelables sera probablement beaucoup plus important.

Le gouvernement peut prendre plusieurs mesures – sur la stratégie, le cadre institutionnel, le cadre réglementaire et la communication avec les investisseurs – pour créer un environnement plus propice aux investissements dans les énergies renouvelables. Ces mesures amélioreraient aussi les perspectives d'investissement dans les projets gaziers. Ces mesures sont toutes complexes à développer, et en l'absence d'informations suffisantes dans le domaine public, il est difficile de fournir des recommandations détaillées. Nous invitons cependant le gouvernement à explorer les points suivants.

Sur le plan stratégique, le gouvernement doit présenter un plan cohérent et crédible sur le développement du secteur de l'énergie à long terme, pour permettre aux investisseurs d'y voir clair. Ce plan devrait aussi être approuvé par l'ensemble des institutions qui, comme nous l'avons déjà dit, contrôlent actuellement divers processus politiques. Il y a donc une opportunité à saisir, mais le ministère de l'Énergie, du Pétrole et des Mines devrait toutefois coordonner ces processus pour que tous les efforts convergent vers les mêmes objectifs et puissent s'appuyer sur des plans d'investissements clairs.

Sur le plan de la structure institutionnelle, le gouvernement doit résoudre les chevauchements et les défis de coordination entre les entités gouvernementales en général, en particulier ceux liés à l'électrification rurale. L'administration nouvelle a exprimé cette ambition dans son programme électoral. L'AIE recommande de regrouper les agences en charge de la gestion de l'énergie, des énergies renouvelables et éventuellement de l'électrification rurale au sein d'une entité unique.

Sur le plan institutionnel, le gouvernement doit résoudre les chevauchements et les défis de coordination entre les entités gouvernementales en général, en particulier ceux liés à l'électrification rurale. Fait encourageant, c'est l'une des ambitions que mentionnait déjà le nouveau régime élu dans son programme électoral.[137] Selon l'AIE, le gouvernement devrait combiner les agences en charge de la gestion de l'énergie, des énergies renouvelables, et peut-être l'agence responsable de l'électrification rurale, en une seule entité.[138]

Sur le plan réglementaire, le Sénégal est plutôt bien classé dans l'Indice de réglementation du secteur de l'électricité de la Banque africaine du développement, puisqu'il est troisième au classement sur le continent. En revanche, il n'est que 28e au classement pour la conception du cadre réglementaire. Son score était particulièrement bas pour la prédictibilité, soulignant le manque de clarté actuel sur les processus et procédures à suivre pour prendre des décisions réglementaires clés.[139] C'est un problème que le gouvernement doit impérativement rectifier. Il devrait aussi établir un « guichet unique » pour les autorisations des centrales électriques, tout en clarifiant les critères d'éligibilité et en simplifiant les processus d'accès aux mesures incitatives qu'il offre pour les investissements dans les énergies renouvelables.[140] Il pourrait aussi, à moyen terme, réformer le Code de l'électricité adopté en 2021 pour prendre en compte les spécificités des petites installations de production électrique décentralisées, et introduire des mesures incitatives pour les systèmes de stockage.[141]

Pour la communication avec les investisseurs, en plus d'un plan d'investissement clair reposant sur des cadres institutionnel et réglementaire efficaces, le ministère de l'Énergie, du Pétrole et des Mines devrait, en collaboration avec le ministère des Finances et du Budget, engager le dialogue avec les institutions financières et les organismes de fonds climatiques. Le gouvernement pourrait dialoguer avec les plus grands fournisseurs de fonds publics internationaux dans ce domaine, pour identifier les projets potentiels, les instruments financiers adéquats et les réformes nécessaires. Des discussions sont déjà en cours avec le Fonds vert pour le climat, au sujet d'un programme de préparation qui aiderait le Sénégal à développer les capacités techniques et financières requises pour accéder aux fonds de l'organisme et à un cofinancement.[142]

Défi 4. Les caractéristiques des contrats de conversion du gaz en électricité et des infrastructures nécessaires à une croissance équilibrée du secteur de l'électricité

- Les plans gaziers du gouvernement devraient laisser au Sénégal une marge de manœuvre suffisante pour développer à plus long terme les énergies renouvelables, qui deviendront de moins en moins chères et offrent une direction plus sûre que le gaz.
- La capacité totale des centrales à gaz qui seront construites déterminera, en grande partie, les possibilités de croissance ultérieures du solaire et de l'éolien. Les plans gaziers actuels du gouvernement comportent donc des risques inhérents, même si le Sénégal développe la capacité en énergies renouvelables à court terme.
- Choisir les bonnes technologies et négocier les bons contrats d'exploitation pour les centrales à gaz aidera le pays à créer un mix optimal à long terme.

Comme les énergies renouvelables offriront de plus en plus d'avantages au fil du temps, les plans gaziers du Sénégal ne devraient pas faire barrage à l'expansion ultérieure du solaire et de l'éolien.

Le gaz et les énergies renouvelables peuvent coexister dans le mix énergétique sénégalais. Le gouvernement n'est pas contraint de choisir une technologie au détriment de l'autre. Dans certains scénarios, la construction de nouvelles capacités de gaz peut encourager la diffusion des énergies solaire et éolienne, notamment si les nouvelles capacités aident à équilibrer le réseau ou attirent des capitaux pour des investissements qui profiteraient également aux énergies renouvelables (par exemple, des fonds pour l'extension du réseau et les améliorations). Dans d'autres scénarios, une capacité supplémentaire issue du gaz n'aurait que peu ou pas d'impact sur le développement des énergies renouvelables, surtout si les nouvelles centrales à gaz desservent une clientèle différente de celle des installations solaires ou éoliennes, et ne compromettent pas la performance économique et technique du secteur (p. ex. turbines à gaz à cycle ouvert pour les pics de consommation).

Mais le gouvernement doit clairement expliquer comment le gaz et les énergies renouvelables coexisteront dans le futur qu'il envisage. Combinée à l'absence de plans pour le développement des énergies renouvelables après 2030, la vaste accélération prévue pour les centrales à gaz risque à long terme « d'étouffer » les énergies renouvelables dans le mix énergétique. Ce sera le cas même si la capacité en énergies renouvelables augmente à court terme à l'aide des fonds du JETP, et que le JETP met en place les bonnes conditions pour une expansion à plus long terme. Le Sénégal se retrouverait alors en situation de « verrouillage », contraint de continuer à utiliser le gaz bien après que les énergies renouvelables soient devenues moins chères, plus propres et plus sûres, et donc bien plus compatibles avec les objectifs énergétiques du gouvernement.[143]

Un large éventail de facteurs et dynamiques peut conduire un pays à la dépendance gazière à long terme, et plusieurs sont déjà présents au Sénégal. D'abord, comme expliqué plus haut, le Sénégal devra probablement signer des contrats « take-or-pay » pour la majorité du gaz destiné au marché intérieur, et il devra sans doute signer des contrats aux clauses similaires avec les opérateurs de centrales à gaz pour faciliter leur financement. De tels contrats pourraient contraindre le pays à privilégier le gaz dans le mix énergétique et à utiliser du gaz des décennies durant, aux seules fins d'éviter de lourdes pénalités financières.

Bien qu'il soit impossible d'éviter complètement le verrouillage par le biais de ces contrats, en particulier en ce qui concerne les achats de gaz, le gouvernement peut se pencher sur des moyens de concevoir des contrats qui donnent aux centrales électriques à gaz la flexibilité de fonctionner à une capacité plus faible au fur et à mesure que les énergies renouvelables se développent. Dans un premier temps, le gouvernement devrait mener ses propres analyses pour identifier les conditions et les besoins réels des investisseurs, en termes de retour sur investissement. Il devrait aussi essayer de négocier des clauses permettant de réduire le risque de verrouillage dans les contrats d'achat d'électricité des nouvelles centrales. Cela pourrait inclure des régimes opérationnels flexibles, des paiements de capacité abordables, ainsi que des alternatives moins risquées aux pénalités de type « take-or-pay », telles que le « take-and-pay » ou le « take-and-cancel ».[144] ; ou encore de dispositions viables et applicables pour la renégociation, le refinancement, le déclassement et la fermeture anticipée des centrales.[145]

Un autre risque de verrouillage important réside dans les infrastructures gazières qui seront construites pour mettre en œuvre la stratégie de conversion du gaz en électricité. La plupart des infrastructures gazières ne deviennent réellement rentables qu'après vingt ou trente ans d'exploitation. Cependant, pour les centrales électriques, le choix de la technologie a une influence considérable sur le niveau de risque. Selon les informations disponibles, le Sénégal prévoit principalement de construire des turbines à gaz à cycle combiné (TGCC). C'est un choix logique pour augmenter la production de base, car les TGCC peuvent généralement le faire à un coût par kWh inférieur à celui des autres technologies. Cependant, les TGCO coûtent moins cher à construire. Par conséquent, elles permettent de générer plus facilement des bénéfices si elles sont principalement utilisées en complément aux énergies renouvelables – par exemple, en fonctionnant en mode « heures pleines » ou en mode d'équilibrage/auxiliaire. Si besoin, les autorités pourraient aussi fermer ces centrales TGCO plus tôt (sous réserve des dettes et contrats rattachés). À l'inverse, les TGCC doivent fonctionner fréquemment et longtemps pour amortir leurs coûts de capital et de construction plus élevés. Les centrales TGCC conviennent donc moins bien à un rôle « d'appoint », où elles resteraient inactives la majeure partie du temps. En fin de compte, ce type de centrales fera probablement concurrence au solaire et à l'éolien, au lieu de les compléter. L'USAID a conclu que les petites turbines à moteur alternatif seraient la technologie la plus efficace pour intégrer les énergies renouvelables dans le réseau[146], bien qu'elles soient moins efficaces pour étendre rapidement l'accès à l'électricité. Les moteurs alternatifs fonctionnant au gaz coûtent moins cher à construire que les TGCC ou les TGCO et peuvent monter en puissance plus rapidement, mais ils peuvent coûter plus cher par MWh du point de vue du fonctionnement et de l'entretien.

D'autres risques de verrouillage découlent du coût d'opportunité de l'argent, du temps et du capital politique consacrés au gaz. Par exemple, le montant important de fonds publics dont le gouvernement pourrait avoir besoin pour financer ses plans de conversion du gaz à l'électricité se traduira par une diminution des fonds disponibles pour préparer le réseau à un rôle plus important pour les sources d'énergie renouvelable. Et comme les principaux décideurs auront fort à faire pour mettre en œuvre les plans gaziers, ils ne pourront sans doute pas accorder aux énergies renouvelables toute l'attention qu'elles méritent.

Ces risques mettent en évidence les ramifications à long terme des décisions prises aujourd'hui sur le plan de la conversion du gaz en électricité. Les décideurs doivent donc soigneusement évaluer les conséquences d'un rôle trop important pour le gaz.

Défi 5. L'impact du JETP sur le futur mix énergétique du Sénégal

- Le gouvernement devrait poursuivre l'expansion des énergies renouvelables, même si le JETP n'aboutit pas. Mais le JETP est la meilleure opportunité dont le Sénégal dispose pour développer les énergies renouvelables, à court comme à long terme.
- L'IPG et le gouvernement doivent honorer sans attendre les engagements pris dans le cadre du JETP. Si les énergies renouvelables ne suivent pas un calendrier de développement accéléré via le JETP, ou si le JETP ne fournit pas suffisamment de certitudes, le gouvernement se rabattra probablement sur des investissements alternatifs dans des projets gaziers. Dans un tel scénario, le Sénégal ferait face à un risque encore plus grand de pénurie de gaz et d'énergie en général.
- Si l'IPG ne tient pas ses promesses, les pays riches qui affirment s'engager pour une transition juste perdront encore en crédibilité.

La déclaration politique du JETP sénégalais de 2023 n'est qu'un premier pas qui ouvre la voie à une série de négociations complexes.[147] Si l'on prend les JETP sud-africain, indonésien et vietnamien pour modèles, de nombreuses négociations devront encore avoir lieu avant l'accès aux fonds.[148] Ces discussions ne concernent pas seulement les projets que le fonds de 2,5 milliards d'euros permettra de financer, mais aussi la composition du financement (p. ex. proportion de subventions et de prêts concessionnels, niveau de concessionnalité), le calendrier, et le montant des financements que les parties chercheront à mobiliser auprès d'autres sources.

Le gouvernement s'en tiendra probablement à un large plan de conversion du gaz en électricité s'il n'est pas convaincu que l'IPG tiendra ses promesses.

L'une des difficultés majeures que rencontre le gouvernement pour prendre des décisions sur l'avenir de ses projets gaziers (y compris sur les volumes à réserver au marché intérieur) est directement liée aux incertitudes qui planent sur le financement attendu du JETP, et la date à laquelle il se matérialisera – s'il se matérialise. Si le Sénégal décide d'allouer un rôle moins important au gaz, il exportera probablement le gaz qu'il avait précédemment négocié pour le marché intérieur, et construira des infrastructures (p. ex. gazoducs) de moindre capacité pour l'approvisionnement national. Par conséquent, si le financement du JETP ne se concrétise pas et que le gouvernement en revient à son précédent plan de conversion du gaz en électricité, le risque de pénurie de gaz n'en sera que plus grand. Le pays risque de ne pas avoir assez d'énergies renouvelables ni assez de gaz.

Un tel résultat mettrait aussi les membres de l'IPG dans une situation embarrassante : le Sénégal se retrouverait à exporter une large proportion de son gaz (probablement vers certains des pays de l'IPG), les promesses de développement des énergies renouvelables resteraient lettres mortes, et le Sénégal aurait moins de gaz à disposition pour fournir l'électricité dont les consommateurs sénégalais ont besoin. Ce scénario entacherait encore davantage la crédibilité des engagements de financement climatique, et ne ferait qu'ajouter au scepticisme, bien compréhensible, de la population du Sénégal et des autres pays à revenu faible ou intermédiaire qui mettent déjà en doute la sincérité des pays riches pour une transition juste.

Cependant, si le gouvernement décidait, dans le contexte incertain du JETP, de négocier de larges volumes de gaz pour le marché intérieur, il pourrait aussi finir avec un excédent de gaz s'il recevait finalement le financement du JETP et n'avait plus besoin d'une capacité gazière aussi importante.

Cela pourrait probablement entraîner des pénalités coûteuses de type « take-or-pay » ou encourager le gouvernement à offrir des subventions coûteuses pour stimuler une plus grande demande. Mais retarder ces décisions contractuelles jusqu'à ce que le JETP apporte des certitudes suffisantes est aussi une stratégie risquée, qui pourrait freiner les investissements dans les activités en amont. Avec l'accélération de la transition énergétique, le financement des projets gaziers pourrait vite devenir plus difficile, ou impossible, à obtenir. S'il devait finalement se rabattre sur le gaz comme source d'énergie principale pour le marché intérieur, le gouvernement ferait alors face à un risque de pénurie accru et ne pourrait pas exporter autant que prévu, avec toutes les ramifications financières qui en découlent.

Le gouvernement peut atténuer l'impact de cette incertitude en accordant une part plus importante aux énergies renouvelables dans ses plans à court et long termes, que le financement du JETP se matérialise ou non. Cette approche lui permettrait de prendre des décisions dès maintenant, sur la base d'un plan énergétique clair. Ceci dit, comme le JETP reste la meilleure opportunité dont dispose le Sénégal pour développer son secteur renouvelable, et compte tenu des risques que l'incertitude, les retards ou l'échec du JETP font courir à toutes les parties concernées, l'IPG et le gouvernement sénégalais ont tout intérêt à honorer rapidement les engagements du JETP.

Défi 6. Le consensus public et la confiance accordée aux plans énergétiques du Sénégal

- La consultation publique et la publication des informations sur les plans énergétiques à long terme du gouvernement ont été limitées, ce qui entrave la construction d'un consensus public et la confiance, réduisant ainsi la crédibilité de ces plans et la capacité à attirer des investissements.
- Le ministère de l'Énergie, du Pétrole et des Mines devrait divulguer les dispositions des contrats signés, pour que la société civile et les médias puissent s'assurer qu'ils servent bien les intérêts à long terme du Sénégal. La transparence des contrats augmentera également l'acceptation publique des accords, renforçant ainsi la confiance des investisseurs..
- Le rôle de la société civile est particulièrement important pour l'avenir du JETP, dont le succès repose sur une exécution juste.

La consultation publique et les informations publiées sur les plans énergétiques du Sénégal à long terme restent limitées.

Les principaux documents de planification ne sont pas dans le domaine public. La stratégie de conversion du gaz en électricité a évolué depuis 2018, mais les versions les plus récentes ne sont pas encore accessibles au public. Le gouvernement n'a pas non plus publié les versions actuelles du Plan directeur gazier, du Plan de production à moindre coût ou du Plan directeur de distribution, entre autres.

Le gouvernement n'a pas activement consulté les parties prenantes sur ces projets. Par exemple, aucune des parties prenantes avec lesquels nous nous sommes entretenus n'était au courant que le gouvernement ait sollicité des avis sur le Plan directeur du gaz. Le JETP était sur le point d'être signé sans aucune consultation avec les parlementaires, les acteurs de la société civile ou autres.[149]

Il est logique que les plans du gouvernement évoluent au fil du temps compte tenu des incertitudes géologiques et commerciales, qui ont à leur tour une incidence sur les négociations avec les entreprises concernant les projets en amont et l'évolution des opportunités de financement, comme le JETP. Cependant, le renforcement de la transparence et de la consultation est essentiel. Sans elle, les parlementaires et la société civile, entre autres, ne sont pas en mesure de participer efficacement au processus décisionnel, ce qui entrave l'instauration d'un consensus public et d'un climat de confiance. Renforcer la confiance publique et parvenir à un solide consensus contribuera aussi à la crédibilité des plans à long terme, et aidera le Sénégal à attirer plus facilement les investissements.

Les différents processus politiques en cours offrent au nouveau régime l'opportunité d'adopter une approche différente. L'État devrait changer d'approche dès maintenant : l'opinion publique attend beaucoup des projets de conversion de gaz en électricité, et le gouvernement a des décisions difficiles à prendre pour atteindre ses objectifs énergétiques.

La transparence des contrats est absolument indispensable.

Le gouvernement doit communiquer avec plus de transparence sur ses plans à long terme, mais aussi sur les contrats qu'il a déjà signés pour mettre en œuvre ces plans – de l'extraction à la vente du gaz, en passant par son transport et sa combustion. Un devoir de divulgation encouragerait le gouvernement et les entreprises à conclure des contrats qui servent réellement les intérêts du Sénégal à long terme. Avec les bonnes informations contextuelles, la divulgation des contrats augmentera également la probabilité que le public accepte les accords conclus par le gouvernement. Ce faisant, cela renforcera la stabilité de l'environnement réglementaire et la confiance des investisseurs.

L'accord initial de partage de production (APP) signé avec Petro-Tim Limited pour la zone Cayar Offshore Profond, qui abrite les projets GTA et Yakaar-Teranga, est dans le domaine public.[150] Cependant, comme ces projets sont maintenant des opérations distinctes exploitées par des entités différentes, certaines des conditions initiales ont probablement été révisées. Même si l'Initiative pour la transparence dans les industries extractives n'oblige le ministère de l'Énergie, du Pétrole et des Mines à ne divulguer que les APP et les amendements signés après 2021[151], le gouvernement devrait aussi divulguer les amendements signés avant cette date. Lorsqu'il finalisera les plans d'approvisionnement national, le gouvernement devrait divulguer les accords de vente de gaz, y compris les dispositions « take-or-pay », et les contrats signés pour la construction et l'exploitation des infrastructures d'approvisionnement. Il n'y a que peu d'informations publiques sur les opérations du Réseau Gazier du Sénégal, l'entité étatique responsable du développement du réseau de gazoducs.

Alors que la divulgation des contrats en amont, tels que les APP, est de plus en plus courante à l'échelle mondiale[152], la divulgation des contrats d'achat d'énergie (CAE) signés avec les opérateurs de centrales électriques accuse un retard, en dépit de l'importance des dispositions prévues dans ces contrats.[153] Le Sénégal a obtenu la mention « partiellement transparent » du PPAWatch de l'Energy for Growth Hub. Si le gouvernement fournit certaines informations sur ses CAE, il ne divulgue pas les CAE eux-mêmes.[154] Même si les parties aux CAE citent souvent des motifs de confidentialité commerciale pour ne pas divulguer ces contrats, certains pays comme le Brésil les ont déjà publiés.[155] Les informations réellement susceptibles d'affecter la compétitivité commerciale sont généralement peu nombreuses et peuvent être supprimées.[156]

Un JETP au déploiement juste nécessite la participation active de la société civile.

Le rôle de la société civile est particulièrement important pour l'avenir du JETP, dont le succès repose sur une exécution « juste ». Les projets énergétiques, qu'ils soient alimentés par des combustibles fossiles ou des énergies renouvelables, ont souvent des effets néfastes sur les communautés, tels que des déplacements de population et la perte des moyens de subsistance. Les conflits qui ont éclaté lors de la construction de la centrale électrique de N'Diaye l'ont déjà prouvé. Dans le même temps, le JETP suscite de fortes attentes sur la réduction de la fracture urbaine-rurale dans l'accès à l'énergie et sur le développement du marché de l'emploi local et des opportunités commerciales.

Les acteurs de la société civile ont un rôle crucial à jouer pour mobiliser et faire entendre la voix des parties prenantes au sein d'un processus de consultation inclusif, qui portera les espoirs et les craintes des communautés à l'attention des décideurs politiques. La société civile devrait créer des pôles d'échange d'informations, parvenir à un consensus sur les priorités d'une transition énergétique juste, et veiller à ce que les projets répondent correctement aux besoins des communautés. Il est toutefois crucial que les participants aux consultations aient à rendre compte de leurs activités à l'ensemble de la société civile, et éviter la sélection arbitraire de quelques acteurs pourrait compromettre la légitimité du processus. Garantir une représentation authentique de la société civile à ce processus de consultant est une responsabilité que partage le gouvernement et la société civile elle-même. Fait encourageant, une plateforme a déjà été établie pour faciliter la participation active de la société civile dans le processus de déploiement du JETP, et le gouvernement la prend en compte.[157]



Photo de JaviAcebal sur iStock

Conclusion et recommandations

Le Sénégal a réalisé des progrès considérables dans le développement du secteur électrique et l'élargissement de l'accès à l'énergie ces dernières années. Alors que le gouvernement cherche à fournir une électricité moins chère et plus fiable aux ménages et aux entreprises du pays, il lui faut encore prendre une décision clé et déterminer les sources d'énergie qu'il utilisera. L'accord du JETP a attiré beaucoup d'attention. Mais cet accord ne signifie pas pour autant que les ambitions de conversion du gaz en électricité du gouvernement sont raisonnables. Ces ambitions auront un impact tout aussi important sur les objectifs énergétiques du Sénégal que l'accord du JETP lui-même.

Le gaz a un rôle important à jouer pour les objectifs énergétiques du pays, mais le gouvernement n'atteindra sans doute pas ces objectifs s'il développe une capacité de conversion du gaz en électricité aussi vaste qu'il prévoit apparemment de le faire. Le risque est double : une pénurie de gaz et un financement insuffisant pour bâtir les infrastructures nécessaires. Si le gouvernement déploie avec succès un plan gazier de grande envergure, les décisions qu'il prendra au cours des quelques années à venir pourraient compromettre l'effet catalyseur du JETP sur l'expansion des énergies renouvelables à long terme. Le Sénégal pourrait se retrouver dans une impasse, contraint d'utiliser d'énormes quantités de gaz à très long terme, alors que les alternatives seraient déjà beaucoup moins chères et plus sûres.

Le gouvernement sénégalais pourrait donc envisager :

1. **Un rôle moins important pour la conversion du gaz en électricité, laissant une place plus large aux énergies renouvelables.** Accorder une part plus importante aux énergies renouvelables serait une option plus sûre pour atteindre les objectifs énergétiques du pays, et offrirait aussi des avantages supplémentaires. Les énergies renouvelables pourraient constituer une source d'énergie moins chère que le gaz, même actuellement, en particulier si les partenaires au développement aident à réduire le coût d'investissement. Une utilisation accrue des énergies renouvelables permettra également de libérer du gaz supplémentaire pour des usages autres que l'électricité et pour l'exportation – et donc de créer davantage de postes et de générer des revenus plus importants pour le pays. L'augmentation de la capacité des énergies renouvelables n'éliminera pas la nécessité de construire une capacité gazière supplémentaire. Mais le gouvernement devrait soigneusement planifier l'échelle de cette expansion et, si possible, n'utiliser le gaz qu'en « complément » aux énergies renouvelables. Cette approche nécessite une planification stratégique rigoureuse des interactions du gaz et des énergies renouvelables à long terme, le choix des bonnes technologies pour les centrales à gaz, et la négociation soigneuse des contrats d'exploitation et d'achat de gaz.

2. **Créer un environnement plus propice aux investissements dans le secteur de l'énergie sénégalais.** Plusieurs mesures permettraient au gouvernement de créer des conditions plus propices aux investissements dans la conversion du gaz en électricité et dans les énergies renouvelables. Le gouvernement doit définir une trajectoire claire et crédible à long terme pour le développement du secteur électrique afin que les investisseurs y voient plus clair. Il devrait coordonner les divers processus politiques que contrôlent différentes institutions pour que tous les efforts convergent vers les mêmes objectifs et s'appuient sur des plans cohérents. Le gouvernement pourrait aussi clarifier le cadre institutionnel, distribuer plus clairement les responsabilités, et clarifier les processus et procédures à suivre pour prendre des décisions réglementaires clés. Enfin, il pourrait introduire des réformes dans le Code de l'électricité de 2021 et le modèle commercial de SENELEC à moyen terme. Ces réformes devraient privilégier les petites installations de production d'électricité décentralisées et les systèmes de stockage d'énergie.

3. **Accroître la transparence et l'engagement des parties prenantes.** Une approche plus transparente, intégrant la consultation publique, dans les processus de planification et les processus décisionnels aiderait le gouvernement à atteindre plus facilement ces objectifs. Comme les Sénégalais sont encore largement convaincus que le gaz est la solution idéale aux problèmes

de production électrique du pays, sensibiliser le public aux autres opportunités disponibles, aux risques associés et aux concessions possibles pourrait changer les perceptions, et laisserait le gouvernement plus libre de modifier la stratégie annoncée. Dans cette optique, le gouvernement devrait non seulement publier ses documents de planification, mais aussi les contrats pertinents, tels que les amendements aux APP et les CAE. Créer un consensus public plus large et un meilleur climat de confiance favorisera également la crédibilité de la planification à long terme et la stabilité du cadre réglementaire, et renforcera donc la capacité du Sénégal à attirer les investissements.

Poursuivre une stratégie donnant un rôle plus important aux énergies renouvelables n'est pas sans défis. Elle nécessitera un soutien important de la part des partenaires au développement. Toutefois, le financement et l'assistance technique nécessaires seront probablement plus faciles à obtenir compte tenu de la dynamique économique et politique mondiale.

Les partenaires régionaux doivent :

1. **Octroyer les fonds du JETP.** Le gouvernement aura de meilleures chances d'atteindre ses objectifs énergétiques s'il accorde une place plus importante aux énergies renouvelables, que l'IPG honore ou non les engagements du JETP. Mais cela ne rend pas l'action des partenaires internationaux moins importante. Premièrement, ce financement reste la meilleure opportunité dont dispose le Sénégal pour développer les énergies renouvelables, à court comme à long terme. Deuxièmement, si le gouvernement sénégalais réduit l'envergure de ses projets gaziers sur la base du JETP, il retournera probablement à ses plans initiaux si le JETP ne tient pas ses promesses. Les risques seront alors encore plus grands pour le Sénégal, qui aura probablement déjà alloué d'importants volumes de gaz aux exportations. Dans un tel cas, le pays n'aura ni gaz, ni énergie renouvelable en quantités suffisantes. Troisièmement, si l'IPG ne tient pas ses promesses, les pays riches qui affirment s'engager pour une transition juste perdront encore en crédibilité. Les membres de l'IPG devraient donc agir rapidement pour montrer que le JETP est un instrument fiable.
2. **Centrer l'action sur la suppression des risques et sur les projets difficiles à financer.** Pour maximiser les avantages directs, ainsi que le montant de capitaux privés que pourrait mobiliser le JETP, l'IPG devrait atténuer les risques liés aux investissements dans les capacités de production d'électricité à échelle industrielle. L'IPG devrait notamment améliorer la solvabilité de SENELEC par le biais de garanties couvrant les retards de paiement, et fournir des instruments innovants pour répondre aux principales préoccupations des investisseurs privés, telles que les taux d'intérêts locaux élevés, ou le manque d'options de financement libellées en franc CFA pour les projets solaires et éoliens. L'IPG devrait aussi octroyer des subventions plus généreuses et plus longues à des projets aux perspectives économiques encore incertaines, tels que les mini-réseaux. Enfin, il devrait financer les systèmes de stockage, les travaux d'amélioration, et les extensions de réseau que les investisseurs privés ne voudront probablement pas financer.
3. **Envisager un soutien financier pour certains des projets de conversion du gaz en électricité du Sénégal.** Un soutien technique et financier aux projets gaziers sénégalais ne devrait pas être exclu d'office par les IFD ou le JETP. Le pays aura besoin du gaz pour atteindre ses objectifs de développement, notamment pour éradiquer la pauvreté énergétique. Ce soutien devrait être proposé sur la base d'un plan gouvernemental à long terme clair et crédible, dans lequel le gaz occupe une place raisonnable et soutient le développement des énergies renouvelables, au lieu de lui nuire[158]. Si ces critères sont remplis, le Sénégal pourrait obtenir ce soutien, les IFD ayant récemment nuancé leur position sur le financement de la conversion du gaz en électricité.

Les autres parties prenantes, comme la société civile et les médias, ont aussi un rôle essentiel à jouer. Ces parties prenantes devraient exhorter le gouvernement à se montrer plus transparent et à intégrer plus systématiquement la consultation publique à ses pratiques. Si le gouvernement s'ouvre à l'écoute, ces parties prenantes devraient alors exploiter cette opportunité pour influencer, et remettre en question, le processus de planification. Elles devraient aussi demander au gouvernement et aux partenaires de développement de rendre compte de l'avancée des plans. Si toutes les parties prenantes jouent leur rôle, le Sénégal aura une meilleure chance de construire le futur énergétique auquel aspire le nouveau gouvernement.

Annexe. Méthodologie pour les prévisions de la demande et de l'approvisionnement en gaz

Demande de gaz

Les prévisions actuelles du gouvernement pour la demande en gaz en 2030, 2040 et 2050 sont fournies dans la révision de politique énergétique de l'AIE et dans le Tableau 4.[159] Nous avons extrapolé ces prévisions pour illustrer la demande possible, d'après les attentes du gouvernement, année par année jusqu'en 2050.

Tableau 4. Prévisions de la demande en gaz du gouvernement (bcf)[160]

Secteur	2030	2040	2050
Électricité	60,01	63,54	84,72
Industrie	10,59	24,71	49,42
Transport	0,706	3,53	7,06
Total	**71,306**	**91,78**	**141,2**

La demande associée à la production d'électricité est étroitement liée à l'approvisionnement en gaz sénégalais offshore, et à la date à laquelle il commencera. Nous sommes partis de l'hypothèse que la demande provenant des centrales électriques commencera en 2026. Avec l'entrée en production de la phase 1 de GTA programmée pour 2024, la centrale électrique de Saint-Louis devrait être en mesure d'accéder au gaz dès la fin des travaux de construction de la centrale et de son gazoduc, actuellement prévue pour 2026. Les centrales de Malicounda et de Cap des Biches pourront remplacer le fioul lourd par le gaz dès que Yakaar-Teranga entrera en production et que les infrastructures de traitement et les gazoducs nécessaires seront construits, ce que le gouvernement prévoit aussi pour 2026. Il est peu probable que d'autres centrales à gaz soient construites et prêtes à entrer en opération en 2026. Nous avons donc basé notre estimation de la demande en 2026 sur la capacité de ces centrales, avec augmentation progressive au cours de la mise en service initiale. Nous avons ensuite extrapolé la demande de 2026 à 2030, puis pour les deux périodes de dix ans suivantes.

Nous sommes partis de l'hypothèse que la demande de l'industrie restera limitée jusqu'au lancement de l'approvisionnement domestique en gaz offshore. Nous sommes partis de l'hypothèse que la demande en 2024 et en 2025 restera alignée aux volumes produits par le gisement de Gadiaga, comme modélisé par Rystad. Nous sommes partis de l'hypothèse que la demande de l'industrie commencera à augmenter en 2026. Nous l'avons ensuite extrapolée jusqu'en 2030, puis pour les deux périodes de dix ans suivantes. Nous sommes partis de l'hypothèse que la demande du secteur du transport commencera en 2030. Nous l'avons ensuite extrapolée pour les deux périodes de dix ans suivantes.

Approvisionnement en gaz

Les prévisions actuelles du gouvernement sur l'approvisionnement domestique en gaz qui proviendra de GTA, Yakaar-Teranga et Sangomar sont fournies dans la révision de politique énergétique de l'AIE.[161] Ce document indique l'année à laquelle le gouvernement prévoit le début de la production pour l'approvisionnement national et les volumes de gaz qu'il s'attend à produire à pleine capacité, mais ne fournit que peu d'informations sur la durée de vie de ces sources d'approvisionnement. Nous avons utilisé les estimations de Rystad sur les réserves exploitables de gaz et les plans d'exportation de GNL fournis par l'AIE dans sa révision de politique énergétique pour modéliser le profil de production et la durée de l'approvisionnement domestique que pourrait assurer chaque projet, à chaque phase.[162] Ces hypothèses sont détaillées dans le Tableau 5.

Nous avons utilisé deux modèles différents pour le projet Yakaar-Teranga, même si au final, le concept réel sera peut-être différent des deux. Pour le modèle « Yakaar-Teranga – Concept de développement », nous sommes partis de l'hypothèse que l'approvisionnement national totaliserait 150 mmcf/jour ou 55 bcf/an et les exportations de GNL 3 mmtpa à la phase 1, puis 10 mmtpa à la phase 2 (soit 7 mmtpa supplémentaires).

Pour le modèle « Yakaar Teranga – Volume supplémentaire maximal », nous sommes partis de l'hypothèse que l'approvisionnement national totaliserait 500 mmcf/jour ou 183 bcf/an et qu'il n'y aurait aucune importation de GNL à la phase 1, puis 10 mmtpa d'exportations de GNL à la phase 2. Étant donné l'ampleur considérable de la capacité en GNL envisagée pour la phase 2 dans chacun des deux modèles, nous sommes partis de l'hypothèse qu'elle serait développée progressivement (le profil de développement n'affecte pas nos résultats). Comme l'allocation des réserves entre les phases 1 et 2 n'est pas claire, nous avons combiné les deux phases pour créer un seul profil de production pour chaque modèle.

Le profil de production des trois projets et de leurs phases dépendra de multiples facteurs, y compris les caractéristiques physiques des réservoirs de gaz et le calendrier de forage. Pour simplifier l'analyse, nous sommes partis de l'hypothèse que la production pour chaque utilisation arriverait à pleine capacité après deux ans (à l'exception de la capacité en GNL à la phase 2 de Yakaar-Teranga, comme expliqué plus haut). Nous sommes partis de l'hypothèse que la production se maintiendrait à ce niveau aussi longtemps que les réserves seront suffisantes.

Tableau 5. Hypothèses pour les profils d'approvisionnement basées sur les prévisions du gouvernement[163]

Projet, phase	Réserves exploitables (bcf)	Début de la production	Volume de GNL (mmtpa)	Début de la production de GNL	Volume de l'approvisionnement national (bcf/an)[164]	Début de l'approvisionnement national
GTA, phase 1	4986	2024	2,5	2024	12	2026
GTA, phase 2	1784	2028	2,5	2028	18	2028
GTA, phase 3	6533	2030	5	2030	18	2030
Yakaar-Teranga – concept de développement	14129	2026	Phase 1: 3 mmtpa Phase 2: 7 mmtpa	Phase 1: 2026 Phase 2: 2028	55	2026
Yakaar-Teranga – volume supplémentaire maximal	14,129	2026	Phase 1: 0 mmtpa Phase 2: 10 mmtpa	Phase 1: - Phase 2: 2028	183	2026
Sangomar, phase gaz	443	2027	0	-	20	2027

Bien sûr, les prévisions du gouvernement pourraient s'avérer trop optimistes. Une source potentielle de déception est le calendrier prévu, puisque l'approvisionnement national en gaz provenant de ces projets pourrait commencer plus tard qu'espéré. Les dates de lancement estimées par Rystad pour chaque projet et phase sont fournies dans le Tableau 6.

Tableau 6. Estimations de Rystad pour la première année de production[165]

Projet, phase	Début de la production
GTA, phase 1	2024
GTA, phase 2	2030
GTA, phase 3	2036
Yakaar-Teranga, phase 1	2028
Yakaar-Teranga, phase 2	2033
Sangomar, phase gaz	2036



Photo de Lamine Coulibaly sur CIF Action

Références bibliographiques

1. Les prévisions du gouvernement sont détaillées dans la *Révision de la politique énergétique du Sénégal 2023* de l'Agence internationale de l'énergie (AIE), 2024, www.iea.org/reports/senegal-2023. Les ajustements que nous avons apportés sont expliqués dans l'annexe. Le « volume supplémentaire maximal » que Yakaar-Teranga viendrait ajouter à l'approvisionnement national est le volume stipulé dans la révision de la politique énergétique de l'AIE, en plus de celui prévu dans le concept de développement actuel.

2. AIE, *Révision de la politique énergétique du Sénégal*.

3. rfi, « La transparence économique désormais une exigence en Afrique », 5 avril 2024, www.rfi.fr/fr/podcasts/%C3%A9co-d-ici-%C3%A9co-d-ailleurs/20240405-la-transparence-%C3%A9conomique-d%C3%A9sormais-une-exigence-en-afrique.

4. En 2022, le taux d'électrification urbaine avait atteint 97 %, mais le taux d'électrification rurale stagnait encore à 55 %. AIE, *Révision de la politique énergétique du Sénégal*.

5. Fonds monétaire international, *Senegal: Selected Issues*, 2022, www.imf.org/en/Publications/CR/Issues/2022/01/14/Senegal-Selected-Issues-511935.

6. Kosmos Energy, « Kosmos Energy Increases Working Interest and Assumes Operatorship of Yakaar-Teranga », 11 juin 2023, investors.kosmosenergy.com/news-releases/news-release-details/kosmos-energy-increases-working-interest-and-assumes.

7. PETROSEN prévoit d'avoir à terme la plus grande participation dans le projet : la compagnie nationale devrait détenir 34 % des parts, tandis que Kosmos et un partenaire tiers détiendront chacun 33 %. PETROSEN Holding, « Communiqué de presse – Réaménagement de l'Association avec montée en participation de PETROSEN et un rôle d'opérateur pour Kosmos », 7 novembre 2023, twitter.com/Groupe_PETROSEN/status/1721846905095803195.

8. Katarina Hoije, « BP Exits Gas Field in Senegal After Disagreement Over Exports », 25 novembre 2023, www.bloomberg.com/news/articles/2023-11-25/bp-exits-gas-field-in-senegal-after-disagreement-over-exports.

9. Bien que les découvertes de pétrole et de gaz du Sénégal ne représentent respectivement que 0,071 % et 0,5 % des réserves mondiales, Sophie Gladima, l'ancienne ministre de l'Énergie et du Pétrole, a déclaré qu'« elles sont assez importantes pour radicalement transformer l'économie et le paysage industriel du pays, et donc ses perspectives d'avenir ». France 24, « Senegal not giving up on oil and gas », 17 octobre 2022, www.france24.com/en/live-news/20221017-senegal-not-giving-up-on-oil-and-gas.

10. Yara Rizk, « Sénégal : les prévisions très optimistes de l'État en matière de futures recettes pétro-gazières », Jeuneafrique, 12 juillet 2022, www.jeuneafrique.com/1360202/economie/senegal-les-previsions-tres-optimistes-de-letat-en-matiere-de-futures-recettes-petro-gazieres.

11. Coalition Diomaye Président, *Le Projet d'un Sénégal souverain, juste et prospère*, 2024, www.ipar.sn/IMG/pdf/programme_bassirou_diomaye_faye_vf.pdf.

12. Voir par exemple l'AIE, *Net Zero Roadmap : A Global Pathway to Keep the 1.5C Goal in Reach*, 2023, www.iea.org/reports/net-zero-roadmap-a-global-pathway-to-keep-the-15-0c-goal-in-reach.

13. Cet engagement s'applique aux projets qui recourent aux combustibles fossiles sans dispositif d'atténuation des émissions de gaz à effet de serre, mais prévoit une exemption dans des contextes bien cadrés et clairement définis qui sont compatibles avec une limite de réchauffement à hauteur de 1,5 °C et avec les objectifs de l'Accord de Paris. Divers gouvernements, « Déclaration sur le soutien public international à la transition vers une énergie propre », 4 novembre 2021, ukcop26.org/statement-on-international-public-support-for-the-clean-energy-transition.

14. Danielle Paquette et Evan Helper, « Senegal sees opportunity and 'hypocrisy' in Europe's search for gas », The Washington Post, 13 mai 2022, www.washingtonpost.com/world/2022/05/13/africa-gas-europe-russia-ukraine.

15. La consommation de gaz actuelle et planifiée des pays à revenu élevé éclipse celle des pays à faible revenu. L'Afrique est responsable de seulement 3 % de l'ensemble des émissions de CO2. Pour aggraver cette inégalité, un pays comme le Sénégal est beaucoup plus vulnérable aux effets du changement climatique que les États-Unis, l'Union européenne ou le Royaume-Uni. Hannah Ritchie, Pablo Rosado et Max Roser, « CO2 and Greenhouse Gas Emissions », Our World In Data, 2023, www.ourworldindata.org/co2-and-other-greenhouse-gas-emissions#cumulative-co2-emissions.

16. Jeuneafrique, « Gaz : le Sénégal prêt à fournir l'Europe en GNL », 23 mai 2022, www.jeuneafrique.com/1348833/economie/gaz-le-senegal-pret-a-fournir-leurope-en-gnl.

17. Matthew Hill, « World Bank Open to Support Mozambican Gas to Spur Energy Access », Bloomberg, 13 mars 2023, www.bloomberg.com/news/articles/2023-03-13/world-bank-open-to-support-mozambican-gas-to-spur-energy-access ; G7, « G7 Climate, Energy and Environment Ministers' Communiqué », 16 avril 2023, www.meti.go.jp/information/g7hirosima/energy/pdf/G7MinistersCommunique2023.pdf.

18. Le gouvernement du Sénégal et le Groupe de partenaires internationaux, « Partenariat pour une transition énergétique juste avec le Sénégal », 22 juin 2023, www.elysee.fr/admin/upload/default/0001/15/cd8a0b8c3f7c610d986d02e09a95151c427baadb.docx

19. SENELEC, *Rapport annuel 2022,* 2023, www.SENELEC.sn/assets/uploads/media-uploader/rapport-annuel-SENELEC-2022-compressed1693835195.pdf.

20. Le gouvernement du Sénégal et le Groupe de partenaires internationaux, « Partenariat pour une transition énergétique juste avec le Sénégal ».

21. Natural Resource Governance Institute (NRGI), *Just Energy Transition Partnerships for Gas-Producing Countries*, document de travail pour consultation, 2022, resourcegovernance.org/sites/default/files/documents/just_energy_transition_partnerships_for_gas-producing_countries.pdf.

22. Agence internationale pour les énergies renouvelables (IRENA), *Senegal Energy Profile*, 2023, www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Statistics/Statistical_Profiles/Africa/Senegal_Africa_RE_SP.pdf.

23. La puissance installée (exprimée ici en MW) représente la quantité maximale d'énergie qu'une centrale électrique peut produire, mais les centrales fonctionnent rarement au maximum de leur capacité sans interruption. La quantité d'électricité effectivement produite par une centrale au cours d'une période donnée (indiquée ici en GWh) varie en fonction des conditions de la centrale, du coût des combustibles et/ou des instructions de l'opérateur du réseau.

24. SENELEC, *Rapport annuel 2022*.

25. Instaurés par l'Accord de Paris, les CDN sont des plans d'action portant sur les engagements que les pays doivent prendre à partir de 2020. Les CDN ont un objectif inconditionnel, qu'un gouvernement doit atteindre même s'il ne reçoit pas de soutien international, et un objectif conditionnel, qu'il ne doit atteindre que s'il reçoit le soutien international nécessaire. Gouvernement du Sénégal, Contribution déterminée au niveau national du Sénégal, 2020, www.unfccc.int/sites/default/files/NDC/2022-06/CDNSenegal%20approuv%C3%A9e-pdf-.pdf.

26. Elizabeth Ingram, « Work has begun to construct 128 MW Sambangalou hydroelectric in Senegal », Hydro Review, 1er septembre 2023, www.hydroreview.com/hydro-industry-news/new-development/work-has-begun-to-construct-128-mw-sambangalou-hydroelectric-in-senegal.

27. La capacité du réseau était de 1 704 MW, et la capacité hors réseau de 85 MW à la fin de 2022.

28. SENELEC, *Rapport annuel 2022*.

29. Cette capacité hydroélectrique est située au Mali. L'électricité générée est importée via l'Organisation pour la mise en valeur du fleuve Sénégal.

30. Ministère de l'Énergie, du Pétrole et des Mines, *Note Synthétique : Stratégie « Gas to Power »*, 2018, www.sunupetrole.com/wp-content/uploads/2020/09/note_synthetique_strategie_gas_to_power.pdf.

31. Enerdata, « Senegal will remove energy sector subsidies by 2025 », 12 janvier 2023, www.enerdata.net/publications/daily-energy-news/senegal-will-remove-energy-sector-subsidies-2025.html.

32. AIE, *Révision de la politique énergétique du Sénégal*.

33. Les plans du gouvernement présentés dans la révision de la politique énergétique de l'AIE évoquent la construction de 2 GW de capacité supplémentaire. Cependant, d'après notre interprétation, cette nouvelle capacité n'inclut pas la centrale de Cap des Biches, parce qu'elle est déjà en phase de construction avancée.

34. Enerdata, « Aksa Energy starts construction of a 255 MW CCGT power plant (Senegal) », 24 janvier 2024, www.enerdata.net/publications/daily-energy-news/aksa-energy-starts-construction-255-mw-ccgt-power-plant-senegal.html.

35. Selon la source consultée, la capacité prévue pour ces centrales n'est pas la même : par exemple, certains articles de presse ont suggéré que la centrale de Cap des Biches aurait une capacité de 360 MW, et celle de Saint-Louis de 255 MW, chiffres différents de ceux du gouvernement.

36. Prévisions communiquées par SENELEC au NRGI en novembre 2022, en réponse à notre demande d'information écrite.

37. Les pays riches n'ont commencé à verser l'aide financière pour la lutte contre le changement climatique (100 milliards de dollars par an) promise aux pays en voie de développement qu'en 2022, soit deux ans plus tard que prévu. L'Afrique du Sud n'a encore reçu qu'une part limitée du financement promis par le JETP, deux ans après l'annonce de son accord à la COP 26. Les JETP indonésiens et vietnamiens rencontrent également des difficultés. OCDE, « Le financement climatique et l'objectif des 100 milliards de dollars », 29 mai 2024, www.oecd-ilibrary.org/environment/financement-climatique-fourni-et-mobilise-par-les-pays-developpes-en-2013-2022_9db2b91d-fr ; Trésor Public d'Afrique du Sud, « France and Germany extend €600 million in financing to support SA's transition from coal », 9 novembre 2022, www.treasury.gov.za/comm_media/press/2022/2022110901%20Media%20statement-France%20and%20Germany%20extend%20%E2%82%AC600%20million%20in%20financing%20to%20support%20SAs%20transition%20from%20coal.pdf ; Reuters, « Indonesia, Vietnam energy transition financing under G7-funded plans », 1er novembre 2023, www.reuters.com/business/energy/indonesia-vietnam-energy-transition-financing-under-g7-funded-plans-2023-11-01/ ; Alec Russell et Mercedes Ruehl, « Indonesia's president pushes US over delayed $20bn funding for green transition », Financial Times, www.ft.com/content/880e4c9c-89ec-4655-b37f-f6668b08c644.

38. La capacité existante est celle de 2022, telle qu'indiquée dans le *Rapport annuel 2022* de SENELEC. Il est possible que la capacité thermique actuelle fasse l'objet d'une réduction d'ici 2030, ce qui augmenterait la proportion des énergies renouvelables dans le mix énergétique.

39. AIE, *Révision de la politique énergétique du Sénégal*.

40. AIE, *Révision de la politique énergétique du Sénégal*.

41. Les volumes étaient indiqués en milliards de mètres cubes (bcm). Nous les avons convertis en milliards de pieds cubes (bcf) en utilisant la conversion : 1 bcm = 35,3 bcf. AIE, *Révision de la politique énergétique du Sénégal*.

42. Thierno Seydou LY, « Investment opportunities in the Senegalese Oil and Gas sector », ministère de l'Énergie, du Pétrole et des Mines, 2022, ambassadesenegal.be/wp-content/uploads/2022/07/Presentation_to_Investors_Investment_Opportinuties_Oil_Gas_rf.pdf.

43. Les projections du gouvernement sont publiées dans la *Révision de la politique énergétique du Sénégal* de l'AIE. Nous expliquons l'approche adoptée pour cette extrapolation dans l'annexe.

44. AIE, *Révision de la politique énergétique du Sénégal*.

45. AIE, *Révision de la politique énergétique du Sénégal*.

46. bp, « bp and partners progress concept for Greater Tortue Ahmeyim (GTA) Phase 2 to next phase of evaluation », 27 février 2023, www.bp.com/en/global/corporate/news-and-insights/press-releases/bp-and-partners-progress-concept-for-greater-tortue-ahmeyim-phase-2-to-next-phase-of-evaluation.html.

47. Si Woodside réinjecte le gaz dans les réservoirs de Sangomar, la pression des réservoirs augmentera, ce qui devrait permettre à l'entreprise d'extraire plus de pétrole et/ou de réduire les coûts de l'extraction.

48. Woodside Energy, « Sangomar », non daté, www.woodside.com/what-we-do/growth-projects/sangomar.

49. Marc Howard, « Senegal: Kosmos takes Yakaar-Teranga operated stake, outlines LNG plan », Africa Energy, 7 novembre 2023, www.africa-energy.com/news-centre/article/senegal-kosmos-takes-yakaar-teranga-operated-stake-outlines-lng.

50. Kosmos Energy, « Kosmos Energy Increases Working Interest and Assumes Operatorship of Yakaar-Teranga. »

51. Dania Saadi, « BP eyes FID on Yakaar-Teranga gas in 2022, Sangomar first oil in 2023: official », S&P Global, 9 novembre 2021, www.spglobal.com/commodityinsights/en/market-insights/latest-news/oil/110921-bp-eyes-fid-on-yakaar-teranga-gas-in-2022-sangomar-first-oil-in-2023-official.

52. rfi, « Sénégal : Kosmos Energy prend le contrôle du projet gazier Yakaar-Teranga », 8 novembre 2023, www.rfi.fr/fr/afrique/20231108-s%C3%A9n%C3%A9gal-kosmos-energy-prend-le-contr%C3%B4le-du-projet-gazier-yakaar-teranga.

53. Un gazoduc virtuel consiste à transporter du gaz sous forme de GNL par voie ferroviaire ou routière, puis à reconvertir le GNL dans de petits terminaux de regazéification.

54. Aida Diop, Papa Daouda Diene et Amir Shafaie, « Entre retards et retrait de BP, les projets gaziers sénégalais suscitent quelques inquiétudes », Natural Resource Governance Institute, 12 décembre 2023, resourcegovernance.org/fr/articles/entre-retards-et-retrait-de-bp-les-projets-gaziers-senegalais-suscitent-quelques.

55. Demande globale, qui inclut aussi la demande pour des usages autres que l'électricité.

56. Katarina Hoije, « BP Exits Gas Field in Senegal After Disagreement Over Exports ».

57. Maher Hajbi, « Comment Bassirou Diomaye Faye veut renégocier avec BP, Kosmos et Woodside », jeuneafrique, 26 mars 2024, www.jeuneafrique.com/1551916/economie-entreprises/au-senegal-bassirou-diomaye-faye-bp-et-les-contrats-petroliers/ ; Katarina Hoije et Paul Burkhardt, « Senegal's New Leader Plans to Revisit Oil Deals with BP, Kosmos », Bloomberg, 28 mars 2024, www.bloomberg.com/news/articles/2024-03-28/senegal-s-new-leader-faye-plans-to-revisit-oil-deals-with-bp-kosmos.

58. Sam Butler-Sloss et Kingsmill Bond, « The Energy Transition in 2022 », RMI, 21 décembre 2022, rmi.org/energy-transition-in-2022.

59. AIE, *World Energy Investment 2024*, 2024, www.iea.org/reports/world-energy-investment-2024.

60. AIE, *World Energy Outlook 2023*, 2023, www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2023.

61. L'AIE anticipe une baisse encore plus rapide de la demande européenne qu'il y a seulement deux ans, tandis qu'en parallèle, elle augmentera plus lentement en Asie. D'après ces mêmes prévisions, les prix européens se situeront autour de 7 $/mmBtu entre 2030 et 2050, et les prix asiatiques chuteront pour passer d'environ 9 $/mmBtu en 2030 à environ 8 $/mmBtu en 2050. Comme l'AIE ne donne que les prix pour la Chine et le Japon en Asie, nous utilisons la moyenne directe entre ces deux pays. AIE, *World Energy Outlook 2021*, 2021, www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2021 ; AIE, *World Energy Outlook 2023*.

62. L'AIE ne donne que les prix pour la Chine et le Japon en Asie ; nous réalisons donc une moyenne directe des deux. Nous avons ajusté les prix à partir des WEO 2021 (« Perspectives énergétiques mondiales pour 2021 ») pour tenir compte de l'inflation ultérieure. AIE, *World Energy Outlook 2021* ; AIE, *World Energy Outlook 2023.*

63. Rystad part de l'hypothèse d'un taux de rendement nominal de 10 % et d'un taux d'inflation de 2,5 %.

64. Dans le « scénario des engagements supplémentaires » de l'AIE, les prix européens pourraient légèrement dépasser les 6 $/mmBtu en 2030 et 5 $ en 2050, tandis que les prix asiatiques se situeraient vers 8 $/mmBtu en 2030 et 6 $/mmBtu en 2050. Ces prix sont encore plus bas dans le « scénario net zéro » de l'AIE.

65. Ed Reed, « BP tipped to reach next Senegal FID this year », Energy Voice, 27 janvier 2023, www.energyvoice.com/oilandgas/africa/lng-africa/478810/senegal-bp-lng-fid.

66. David Mihalyi et Thomas Scurfield, *How Did Africa's Prospective Petroleum Producers Fall Victim to the Presource Curse?* (Banque mondiale, 2020), openknowledge.worldbank.org/handle/10986/34470.

67. Négocier des volumes d'approvisionnement capables de répondre à une telle évolution de la demande sera d'autant plus difficile que les infrastructures nécessaires à l'extraction et au transport du gaz seront construites durant la phase de développement. Mais ce problème particulier et l'approche à adopter pour le résoudre sortent du cadre fixé pour le présent rapport.

68. Demande globale, qui inclut aussi la demande pour des usages autres que l'électricité.

69. Papa Daouda Diene, Thomas Scurfield et William Davis, *Minimiser les émissions des opérations pétrolières : pourquoi la société sénégalaise devrait s'en préoccuper* (NRGI, 2023), resourcegovernance.org/fr/publications/minimiser-les-emissions-des-operations-petrolieres-pourquoi-la-societe-senegalaise.

70. Bien que ces dispositions « take-or-pay » visent à protéger les entreprises contre le risque lié aux contrats d'enlèvement, elles ne fournissent pas une assurance parfaite. Par exemple, le gouvernement du Ghana n'avait pas les moyens de payer les pénalités importantes qu'il avait commencé à encourir en 2018 : les entreprises impliquées dans le projet ont donc finalement dû accepter un prix de vente inférieur. En dépit des clauses « take-or-pay », il reste donc primordial que le gouvernement sénégalais présente un plan clair et crédible pour le développement du marché intérieur : un tel plan rendrait les investisseurs beaucoup moins réticents à financer des projets prévoyant de larges volumes pour le marché national sénégalais. African Centre for Energy Policy, *ACEP's comments on the OCTP gas utilization challenges*, 2019, www.acep.africa/aceps_comments_on_the_octp_gas_utilization_challenges.

71. Par exemple, le gouvernement du Ghana a vite accumulé ce type de pénalités suite à la signature d'un contrat « take-or-pay » en 2018, et a ensuite reconnu qu'elles « posaient de graves risques financiers pour l'ensemble de l'économie ». Ministère des Finances du Ghana, *Mid-Year Fiscal Policy Review of the 2019 Budget Statement and Economic Policy*, 2019, mofep.gov.gh/sites/default/files/news/2019-Mid-Year-Budget-Statement.pdf.

72. David Manley, Andrea Furnaro et Patrick Heller, *Riskier Bets, Smaller Pockets: How National Oil Companies Are Spending Public Money Amid the Energy Transition* (NRGI, 2023), resourcegovernance.org/publications/riskier-bets-smaller-pockets-national-oil-companies-public-money-energy-transition.

73. Aaron Sayne and Thomas Scurfield, *Framework for Countries Evaluating Gas-to-Power Pathways: Achieving Energy Security* (NRGI, 2024), resourcegovernance.org/sites/default/files/2024-05/gas_to_power_goal_2-achieving_energy_security.pdf.

74. La liquéfaction coûte généralement 2-3 $ par mmBtu et la regazéification 0,3-1 $ par mmBtu. Les coûts de transport varient selon la distance mais pourraient atteindre 1 $ par mmBtu. Gergely Molnar, *Economics of Gas Transportation by Pipeline and LNG* (The Palgrave Handbook of International Energy Economics, 2022), link.springer.com/chapter/10.1007/978-3-030-86884-0_2.

75. Banque mondiale, « Commodities Price Data (The Pink Sheet) », consulté le 15 janvier 2024, www.worldbank.org/en/research/commodity-markets.

76. Andrew England et Samer Al-Atrush, « Saudi Arabia's green agenda: renewables at home, oil abroad », Financial Times, 22 novembre 2022, www.ft.com/content/3fba03c9-9326-4d7c-bd0c-74fdf2b2ebf8.

77. Le gouvernement estime que 915 MW de nouvelle capacité coûteront 1 472 millions de dollars. Theirno Seydou Ly, « Exploring Senegal's gas-to-power strategy », Conférence Invest in African Energy, Paris, 15 mai 2024.

78. Seydou Ly, « Exploring Senegal's gas-to-power strategy. »

79. AIE, *Révision de la politique énergétique du Sénégal*.

80. Seydou LY, « Investment opportunities in the Senegalese Oil and Gas sector. »

81. Les investissements mondiaux dans la conversion du gaz en électricité ont connu une reprise timide au cours des trois dernières années, après une baisse très marquée au début de la pandémie de Covid-19. Cependant, cette augmentation récente est due, au moins en partie, à la hausse des coûts par MW, plutôt qu'au développement de capacité supplémentaire. Même avec ces coûts plus élevés, les niveaux d'investissement sont inférieurs à ceux de la majeure partie de la dernière décennie. AIE, *World Energy Investment 2024.*

82. AIE, *World Energy Investment 2024*.

83. Selon les données de Global Energy Monitor, les centrales à gaz d'Afrique (à différents stades de développement) totalisent 64,2 GW de capacité. Sur ce total, 10,5 GW sont en construction, 17,3 GW sont en pré-construction et 36,4 GW ont été annoncés. Global Energy Monitor, *The scramble for Africa's gas*, 2022, globalenergymonitor.org/wp-content/uploads/2022/11/GEM-Scramble-for-Africas-Gas.pdf ; Neil Munshi, Paul Burkhardt et William Clowes, « Europe's Rush to Buy Africa's Natural Gas Draws Cries of Hypocrisy », Bloomberg, 10 juillet 2022, www.bloomberg.com/news/features/2022-07-10/europe-s-africa-gas-imports-risk-climate-goals-leave-millions-without-power.

84. AIE, *World Energy Investment 2024*.

85. Diene, Scurfield et Davis, *Minimiser les émissions des opérations pétrolières : pourquoi la société sénégalaise devrait s'en préoccuper* ; Beth Mitchell, Valerie Marcel, Naadira Ogeer et Deborah Gordon, *Minimising Greenhouse Gas Emissions in the Petroleum Sector: The Opportunity for Emerging Producers* (New Producers for Sustainable Energy, 2022), www.newproducersgroup.online/minimising-greenhouse-gas-emissions-in-the-petroleum-sector-the-opportunity-for-emerging-producers.

86. Union internationale du gaz, Gas for Africa Report 2023, 2023, www.igu.org/resources/gas-for-africa-report-2023.

87. Divers gouvernements, « Déclaration sur le soutien public international à la transition vers une énergie propre »

88. Voir par exemple le département du Trésor des États-Unis, « Guidance on Fossil Fuel Energy at the Multilateral Development Banks », 2021, home.treasury.gov/system/files/136/Fossil-Fuel-Energy-Guidance-for-the-Multilateral-Development-Banks.pdf.

89. Pour une discussion utile sur les différentes approches qui pourraient être adoptées pour développer le financement, voir Todd Moss, Rose Mutiso, Vijaya Ramachandran et Katie Auth, « Hub vs Hub: The debate over development finance for natural gas is messy. Here are two pragmatic solutions », Energy for Growth Hub, 2022, www.energyforgrowth.org/blog/hub-vs-hub-the-debate-over-development-finance-for-natural-gas-is-messy-here-are-two-pragmatic-solutions.

90. NRGI, *Just Energy Transition Partnerships for Gas-Producing Countries.*

91. Basé sur le taux de change de 1 $ = 600,25 FCFA de la Banque centrale des États de l'Afrique de l'Ouest le 15 décembre 2023, date à laquelle le budget a été voté. Ministère des Finances et du Budget, *Loi n°2023-18 du 15 décembre 2023 portant loi de finances pour l'année 2024*, 2023, www.finances.gouv.sn/app/uploads/www.budget.gouv_.sn_loi_n_2023_18_du_15_decembre_2023_portant_loi_de_finances_pour_l_annee_2024_2024-01-21_22-39.pdf.

92. USAID, *2017-2035 Power Generation and Transmission Master Plan for Senegal*, 2017, pdf.usaid.gov/pdf_docs/PA00T14V.pdf ; BloombergNEF analysis of Senegal renewables prospects (n'est plus disponible en ligne) ; AIE, *Africa Energy Outlook 2019: Senegal*, 2019, iea.blob.core.windows.net/assets/1d996108-18cc-41d7-9da3-55496cec6310/AEO2019_SENEGAL.pdf.

93. La nouvelle production hydroélectrique proposée par la Banque mondiale comprend des importations depuis la centrale hydroélectrique de Gouina au Mali et depuis les centrales de Souapiti et Kaleta en Guinée.

94. Banque mondiale, *International Development Association Project Appraisal Document on a Proposed Credit in the Amount of EUR 132.6 million (US$150.0 million equivalent) from the Scale-Up Window to the Republic of Senegal for an Energy Access Scale Up Project (PADAES)*, 2022, documents1.worldbank.org/curated/en/142041645128048730/pdf/Senegal-Energy-Access-Scale-Up-Project-PADAES-Project.pdf.

95. Les énergies solaire et éolienne ne fournissent pas d'inertie synchrone, et c'est aussi un autre problème pour la stabilité du réseau. L'inertie synchrone aide à gérer les fluctuations de fréquence. Elle provient généralement de grands générateurs rotatifs, dont sont équipées les centrales thermiques, mais pas les centrales solaires et éoliennes.

96. Ndiate Cisse, *The second wave of Senegal's energy transition: From HFO to renewables to a hybrid gas-renewable system* (Energy for Growth Hub, 2021), www.energyforgrowth.org/wp-content/uploads/2021/07/The-Second-Wave-of-Senegals-Energy-Transition_vf.docx.pdf.

97. Banque mondiale, *Senegal – Third Multi-Sectoral Structural Reforms Development Policy Financing*, 2019, documents.worldbank.org/en/publication/documents-reports/documentdetail/331641576983717851/senegal-third-multi-sectoral-structural-reforms-development-policy-financing ; Maguette Sarr, Boubacar Niang, Oumar Ba et Mouhamadou Thiam, *Determining the maximal penetration rate in photovoltaic power: case of SENELEC network in Senegal*, 2018, www.researchgate.net/publication/330945496_Determining_the_maximal_penetration_rate_in_photovoltaic_power_case_of_SENELEC_network_in_Senegal.

98. Les rapports de SENELEC indiquent que certaines mesures signalant la mauvaise performance du réseau ont augmenté ces dernières années – la durée et la fréquence des pannes d'électricité, par exemple. Une partie de cette augmentation peut être attribuée aux énergies renouvelables, mais les données ne sont pas claires sur le lien de causalité. L'analyse de l'USAID a également trouvé des preuves de surcharges du réseau pendant la journée, lorsque la production des projets solaires était en hausse, ce qui a entraîné des fluctuations rapides de la tension et de la fréquence. Les principales entités touchées par ce phénomène sont toutefois les projets eux-mêmes, qui ont dû réduire leur production pour gérer la situation. SENELEC, *Rapport annuel 2022* ; USAID, *2017-2035 Power Generation and Transmission Master Plan for Senegal*.

99. SENELEC, *Rapport annuel 2018*, 2018, www.SENELEC.sn/wp-content/uploads/2020/04/Rapport-Annuel-SENELEC-2018.pdf.

100. Millennium Challenge Corporation, « Senegal Power Compact », www.mcc.gov/where-we-work/program/senegal-power-compact.

101. Coalition Diomaye Président, *Le Projet d'un Sénégal souverain, juste et prospère*.

102. REGlobal, « Lekela Power plans to add storage to its Taiba N'Diaye wind farm in Senegal », 28 mai 2021, reglobal.co/lekela-power-plans-to-add-storage-to-its-taiba-ndiaye-wind-farm-in-senegal.

103. USAID, *2017-2035 Power Generation and Transmission Master Plan for Senegal*.

104. Aaron Sayne, *Framework for Countries Evaluating Gas-to-Power Pathways: Navigating the Energy Transition and Climate Crisis* (NRGI, 2022), resourcegovernance.org/analysis-tools/publications/framework-countries-evaluating-gas-to-power-pathways.

105. Cisse, *The second wave of Senegal's energy transition ;* USAID, *2017-2035 Power Generation and Transmission Master Plan for Senegal* ; Sebastian Sterl, Stefan Liersch, Hagen Koch, Nicole P M van Lipzig et Wim Thiery, *A new approach for assessing synergies of solar and wind power: implications for West Africa* (Environmental Research Letters, 2018), iopscience.iop.org/article/10.1088/1748-9326/aad8f6/meta ; New Climate Institute, *Renewable Senegal: Opportunities for German-Senegalese development cooperation towards a sustainable future*, 2023, newclimate.org/sites/default/files/2023-06/renewable_senegal_opportunities_for_german-senegalese_development_cooperation_towards_a_sustainable_future_01_06.pdf.

106. Coût de l'électricité produite par kWh, pour que le projet atteigne son seuil de rentabilité à la fin de sa durée de vie.

107. AIE, *World Energy Outlook 2023*.

108. Les coûts de certaines technologies ont augmenté en 2021-2022 suite à la hausse des prix des intrants, tels que les minerais, mais ces pressions semblent s'atténuer et l'AIE s'attend à ce les coûts continuent à baisser.

109. IRENA, *Coûts de production d'énergie renouvelable en 2022*, 2023, www.irena.org/Publications/2023/Aug/Renewable-Power-Generation-Costs-in-2022-FR.

110. AIE, *Africa Energy Outlook 2022*, 2022, www.iea.org/reports/africa-energy-outlook-2022.

111. Morgan Bazilian et Sakhi Shah, *LCOE and its Limitations* (Energy for Growth Hub, 2020), energyforgrowth.org/article/lcoe-and-its-limitations.

112. AIE, *World Energy Outlook 2023.*

113. Généralement, ces risques concernent le niveau de clarté et de prévisibilité des politiques et des réglementations, le paiement de l'électricité achetée dans le cadre de contrats d'enlèvement, et l'accès au réseau de distribution, parfois incertain ou difficile à prévoir. AIE, *Reducing the Cost of Capital*, 2024, www.iea.org/reports/reducing-the-cost-of-capital.

114. Moody's, « Moody's Analytics Default and Recovery Database », www.moodys.com/research/Moodys-Default-and-recoveryrates-.

115. Bart Sweerts, Francesco Dalla Longba et Bob van der Zwaan, Financial de-risking to unlock Africa's renewable energy potential (Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2019), www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032118307925.

116. Sebastian Sterl, Rebekah Shirley, Rose Dortch, Min Guan et Adair Turner, *A Path Across the Rift: Informing African Energy Transitions by Unearthing Critical Questions and Data Needs* (World Resources Institute, 2023), www.wri.org/research/path-rift-informing-african-energy-transitions-unearthing-critical-questions.

117. www.irena.org/Publications/2023/May/The-cost-of-financing-for-renewable-power, https://www.iea.org/reports/cost-of-capital-observatory/dashboard-2

118. L'IRENA indique aussi un coût de capital d'environ 7 % pour les projets éoliens terrestres en 2021.

119. AIE, *Utility-scale solar PV and wind in Senegal: Overcoming regional-related risk perceptions with an attractive risk proposition*, 2024, www.iea.org/reports/senegal-case-study/utility-scale-solar-pv-and-wind-in-senegal-overcoming-regional-related-risk-perceptions-with-an-attractive-investment-proposition.

120. Ce coût global de 920 $ millions est basé sur les estimations de coûts unitaires suivantes : 1,56 million $ par MW de solaire PV, 2,3 $ millions par MW d'éolien, 3,2 millions $ par MW d'hydroélectrique, 2,8 millions $ MW de biomasse et 4,5 millions $ par MW de solaire concentré.

121. Banque mondiale, « Un nouveau partenariat vise à connecter 300 millions d'Africains à l'électricité d'ici 2030 »,17 avril 2024, www.banquemondiale.org/fr/news/press-release/2024/04/17/new-partnership-aims-to-connect-300-million-to-electricity-by-2030.

122. AIE, *World Energy Investment 2024*.

123. BloombergNEF, « ClimateScope: Senegal," 2023, global-climatescope.org/markets/sn.

124. Voir par exemple la Banque européenne d'investissement, « Sénégal : Scaling Solar - deux nouvelles centrales solaires vont fournir de l'énergie propre à plus de 500 000 personnes », 2 juin 2021, www.eib.org/fr/press/all/2021-183-scaling-solar-two-pv-plants-bring-clean-energy-to-more-than-500000-in-senegal ; NS Energy, « Taiba N'Diaye Wind Farm », 2020, www.nsenergybusiness.com/projects/taiba-ndiaye-wind-farm-senegal.

125. AIE, *World Energy Investment 2024*.

126. Analyse du financement des centrales à gaz africaines menée par les auteurs, d'après les données d'Oil Change International, de la Public Finance for Energy Database et d'autres sources.

127. Divers gouvernements, « The African Leaders Nairobi Declaration on Climate Change and Call to Action », 2023, media.africaclimatesummit.org/Final+declaration+1709-English.pdf?request-content-type=%22application/force-download.

128. Nations Unies, « With clock ticking for the SDGs, UN Chief and Barbados Prime Minister call for urgent action to transform broken global financial system », 26 avril 2023, www.un.org/sustainabledevelopment/blog/2023/04/press-release-with-clock-ticking-for-the-sdgs-un-chief-and-barbados-prime-minister-call-for-urgent-action-to-transform-broken-global-financial-system.

129. Maria Eugenia Mitri, Sofia Maia, Ana Paula Fonseca Teixeira et Laura Foroni, *Climatescope 2023* (BloombergNEF, 2023), global-climatescope.org.

130. Mo Ibrahim Foundation, *The Road to COP27: Making Africa's Case in the Climate Debate*, 2022, mo.ibrahim.foundation/sites/default/files/2022-05/2022-Ibrahim-Forum_Facts-Figures.pdf.

131. AIE, *SDG7: Data and Projections*, 2023, www.iea.org/reports/sdg7-data-and-projections/access-to-electricity

132. www.weforum.org/agenda/2023/11/cop28-energy-ambition.

133. AIE, *World Energy Outlook 2023.*

134. Voir par exemple Sean Sweeney, « Just Energy Partnerships are Failing », Jacobin, 5 mai 2024, www.jacobin.com/2024/05/just-energy-partnerships-climate-finance.

135. Banque mondiale, « World Bank Approves $497 Million in Financing to Lower South Africa's Greenhouse Gas Emissions and Support a Just Transition », 3 novembre 2022, www.worldbank.org/en/news/press-release/2022/11/04/world-bank-approves-497-million-in-financing-to-lower-south-africa-s-greenhouse-gas-emissions-and-support-a-just-transit.

136. Calculs des auteurs.

137. Coalition Diomaye Président, *Le Projet d'un Sénégal souverain, juste et prospère*.

138. AIE, *Révision de la politique énergétique du Sénégal*.

139. Banque africaine de développement, *Electricity Regulatory Index for Africa 2022*, 2023, africa-energy-portal.org/sites/default/files/2023-02/ERI%202022_AFDB%20EN.pdf.

140. AIE, *Révision de la politique énergétique du Sénégal*.

141. Mieux répondre aux besoins des systèmes décentralisés, sans risquer les revenus de SENELEC, nécessiteraient un nouveau modèle commercial intégrant des approches innovantes. Pour promouvoir les systèmes de stockage, le gouvernement pourrait envisager des solutions « côté consommateur » et « côté réseau », ainsi que la monétisation des services offerts par le réseau dans le cadre de la seconde option.

142. Un soutien financier de 5 millions $ pour le programme de préparation a été approuvé, mais n'a pas encore été versé. Les fonds du Sénégal (les Fonds Souverain d'Investissements Stratégiques (FONSIS) et les Fonds de Garantie des Investissements Prioritaires (FONGIP)), ainsi que la Banque agricole du pays comptent parmi les institutions qui travaillent avec le Fonds vert pour le climat : www.greenclimate.fund/countries/senegal

143. Karen C. Seto, Steven J. Davis, Ronald B. Mitchell, Eleanor C. Stokes, Gregory Unruh et Diana Ürge-Vorsatz, *Carbon Lock-In: Types, Causes and Policy Implications* (Annual Review of Environment and Resources, 2016), www.annualreviews.org/doi/pdf/10.1146/annurev-environ-110615-085934 ; Ichiro Sato, Beth Elliott et Clea Schumer, « What Is Carbon Lock-in and How Can We Avoid It? » World Resources Institute, 2021, www.wri.org/climate/expert-perspective/breaking-carbon-lock-through-innovation-and-decline.

144. A. Ferraris et G. Sabbioni, *Take-or-Pay Clauses: Should I Stay, or Should I Go?* (OGEL Energy Law Journal, 2022), www.ogel.org/journal-advance-publication-article.asp?key=713.

145. Sayne, *Framework for Countries Evaluating Gas-to-Power Pathways: Navigating the Energy Transition and Climate Crisis*.

146. USAID, 2017-2035 Power Generation and Transmission Master Plan for Senegal.

147. Fondation Rockefeller, *Scaling the JETP Model – Prospect and Pathays for Action*, 2024, www.rockefellerfoundation.org/report/scaling-the-jetp-model-prospects-and-pathways-for-action.

148. Grant Hauber, *Financing the JETP: Making sense of the packages* (Institute for Energy Economics and Financial Analysis, 2023), https://ieefa.org/resources/financing-jetp-making-sense-packages.

149. Papa Daouda Diene et Thomas Scurfield, « Nouveau JETP du Sénégal : 4 prochaines étapes cruciales », NRGI, 2023, resourcegovernance.org/fr/articles/nouveau-jetp-du-senegal-4-prochaines-etapes-cruciales.

150. Gouvernement du Sénégal, Petro-Tim Limited et PETROSEN, *Contrat de recherche et de partage de production d'hydrocarbures – Cayar Offshore Profond*, 2012, www.resourcecontracts.org/contract/ocds-591adf-6115191223/view#/pdf.

151. Initiative pour la transparence dans les industries extractives, « Exigences de l'ITIE », 12 juin 2023, eiti.org/fr/exigences-de-litie.

152. Voir le référentiel en ligne de NRGI : www.resourcecontracts.org.

153. Todd Moss, Charles Kenny et Mohamed Rali Badissy, *The Case for Transparency in Power Project Contracts: A Proposal for the Creation of Global Disclosure Standards (version révisée en août 2022)* (Energy for Growth Hub, 2022), energyforgrowth.org/article/the-case-for-transparency-in-power-project-contracts-a-proposal-for-the-creation-of-global-disclosure-standards-revised-august-2022.

154. PPA Watch, « Senegal », consulté le 5 décembre 2023, ppawatch.org/senegal.

155. PPA Watch, « Brazil », consulté le 5 décembre 2023, ppawatch.org/brazil.

156. Les informations à exclure pourraient notamment être : les accords de financement privé des parties, les coûts de financement des prêteurs commerciaux, le retour sur investissement estimé et toute information financière ou de gestion interne incluse dans le contrat. Les informations sur les titres de créance et les hypothèses de coûts connexes pour le financement assuré par les gouvernements et/ou les multinationales ne doivent pas être supprimées. Moss, Kenny and Badissy, *The Case for Transparency in Power Project Contracts*.

157. Africa Petromine, « Sénégal-Transition énergétique : la société civile se mobilise pour apporter sa contribution », 2 février 2024, africapetromine.com/senegal-transition-energetique-la-societe-civile-se-mobilise-pour-apporter-sa-contribution.

158. NRGI, *Just Energy Transition Partnerships for Gas-Producing Countries*.

159. AIE, *Révision de la politique énergétique du Sénégal*.

160. Chiffres initiaux en milliards de mètres cubes (bcm) convertis selon l'équivalence 1 bcm = 35,3 bcf.

161. AIE, *Révision de la politique énergétique du Sénégal*.

162. Nous sommes partis du principe que 1 mmtpa de GNL nécessite 49 bcf/ans de gaz.

163. Toutes les hypothèses sont issues de la révision de politique énergétique de l'AIE, à l'exception des réserves. Les estimations des réserves proviennent de Rystad Energy UCube. Ces estimations excluent les liquides de gaz naturel.

164. Nous n'indiquons que l'approvisionnement destiné au marché sénégalais dans ce tableau, mais nous sommes partis du principe que le même volume serait fourni au marché mauritanien pour modéliser le profil de production.

165. Rystad Energy UCube.

À propos des auteurs

Papa Daouda Diene est analyste économique sénior pour l'Afrique de Natural Resource Governance Institute (NRGI), où il dirige les travaux d'analyse au Sénégal. Thomas Scurfield est analyste économique sénior pour l'Afrique et Aaron Sayne est le lead de la transition énergétique domestique du NRGI. Jessica Obeid est directrice de New Energy Consult.

Remerciements

Les auteurs remercient Charles Nyirahuku de la Banque africaine de développement, Sebastian Sterl du World Resources Institute, Todd Moss et Jake Kincer de l'Energy for Growth Hub, et Valérie Marcel de New Producers for Sustainable Energy pour leurs précieux conseils et perspectives ; David Tennant-Eyles d'Amplify Creative ; leurs collègues et ex-collègues du NRGI, en particulier : Abdoulaye Ba, Aida Diop, Amir Shafaie, Andrea Furnaro, Lee Bailey, Mamadou Balde, Patrick Heller, Silas Olan'g et William Davis, ainsi que les équipes de recherche de fonds, des finances et des ressources humaines.

Ce rapport a été rendu possible grâce au soutien du peuple américain par l'intermédiaire de l'Agence des États-Unis pour le Développement International (USAID). Le contenu de ce rapport relève de la seule responsabilité de NRGI et ne reflète pas nécessairement les opinions de l'USAID ou du gouvernement américain.

À propos de NRGI

Natural Resource Governance Institute est une organisation indépendante à but non lucratif qui soutient la prise de décisions éclairées et inclusives concernant les ressources naturelles et la transition énergétique. Nous collaborons avec les réformateurs au sein des gouvernements et de la société civile pour concevoir et mettre en œuvre des politiques justes basées sur des preuves et les priorités des citoyens dans les pays en développement riches en ressources. Pour plus d'informations, visitez **www.resourcegovernance.org**



Natural Resource Governance Institute