

Annexe A

Analyse de la situation
(au niveau national)



1. Analyse de la chaîne de valeur du pétrole et du gaz

Les chaînes d'approvisionnement en pétrole et en gaz peuvent être des systèmes compliqués, nécessitant une identification explicite de la ressource et de l'utilisateur final prévu. La reconnaissance des composants essentiels des modèles de chaînes d'approvisionnement en pétrole et en gaz permet de comprendre la diversité du système et les problèmes potentiels qui peuvent affecter les différentes étapes du développement, de la production et de la distribution.

Les nations africaines ont été divisées en cinq régions géographiques, à savoir l'Afrique du Nord, l'Afrique de l'Est, l'Afrique australe, l'Afrique de l'Ouest et l'Afrique centrale, qui constituent ensemble les 55 pays du continent. Les pays étudiés ont été choisis pour être évalués en fonction de leurs contributions à l'industrie du pétrole et du gaz, tout en permettant une diversité géographique.

La décomposition de la chaîne de valeur du pétrole et du gaz définie dans cette étude est suivie d'analyses des chaînes de valeur dans les pays cibles.

1.1 Répartition de la chaîne de valeur

L'objectif principal de la répartition, telle qu'elle est décrite dans la Figure 1 est de veiller à ce que les activités du secteur en amont, intermédiaire et en aval restent distinctes, avec un transfert de risques clair à chaque étape.

1.1.1 Secteur en amont

L'amont comprend toutes les installations des champs de pétrole et de gaz, jusqu'au point où le pétrole et le gaz sont vendus ou transférés vers un système de transport.

Les principaux facteurs de réussite dans le secteur en amont sont la capacité à quantifier et à gérer les risques.

1.1.2 Secteur intermédiaire

Le secteur intermédiaire de l'industrie pétrolière comprend le transport du pétrole brut en vrac, le stockage et les installations de raffinage. Pour le gaz, le secteur intermédiaire comprend le transport par gazoduc, ainsi que les installations de traitement et de liquéfaction (gaz naturel liquéfié et transformation du gaz en liquides).

Le succès du secteur intermédiaire dépend du temps de fonctionnement, du contrôle des coûts et de l'efficacité de la conversion.

1.1.3 Secteur en aval

Le secteur en aval englobe toutes les installations qui traitent le pétrole/gaz raffiné/traité depuis les installations de traitement intermédiaires jusqu'à la vente ou la consommation finale.

Le succès du secteur en aval dépend de la logistique, de la localisation et de la commercialisation.

1.2 Pays d'Afrique du Nord

1.2.1 Algérie

L'Algérie est un acteur stratégique dans le domaine de l'énergie. C'est le plus grand producteur de gaz naturel en Afrique, un pionnier et un leader dans les exportations de gaz naturel liquéfié (GNL), le deuxième fournisseur de gaz naturel en Europe après la Russie et un fournisseur clé d'hydrocarbures pour l'Europe du Sud.



Figure 1 Répartition de la chaîne de valeur

Le pays détient la onzième plus grande réserve prouvée de gaz naturel au monde et la troisième plus grande ressource de gaz de schiste techniquement récupérable, ainsi que la troisième plus grande réserve avérée de pétrole brut en Afrique (BP, 2021).

1.2.1.1 Chaîne de valeur du pétrole brut

Secteur en amont

L'Algérie dispose d'une réserve de pétrole brut estimée à 12.2 milliards de barils, tous situés à terre car l'exploration en mer a été limitée. La production actuelle dépasserait 1.33 million de bpj (BP, 2021).

Secteur intermédiaire

L'Algérie utilise principalement trois terminaux côtiers d'exportation de pétrole situés à Arzew, Skikda et Bejaia (Africa Energy Series, 2020).

Le réseau national d'oléoducs de l'Algérie facilite le transfert du pétrole des champs de production intérieurs vers les infrastructures côtières. Les oléoducs les plus importants transportent le pétrole brut du champ de Hassi Messaoud vers les raffineries et les terminaux d'exportation.

L'Algérie consomme près de 366 000 bpj, avec un débit de raffinage de 557 000 bpj provenant de cinq raffineries (Adrar, Alger, Arzew, Hassi Messaoud et Skikda) d'une capacité nominale combinée de 671000 bpj (BP, 2021) (AFREC, 2022).

La construction d'une nouvelle raffinerie de pétrole brut, dans le désert du Sahara à Hassi Messaoud, d'une capacité de 100 000 bpj, devrait être achevée en 2025 (Forbes, 2020).

Secteur en aval

Les produits pétroliers raffinés sont transbordés des terminaux d'Arzew et de Skikda vers les terminaux d'hydrocarbures d'Alger, Anna-ba, Oran et Bejaia.

1.2.1.2 Chaîne de valeur du gaz naturel

Secteur en amont

Les réserves de gaz naturel de l'Algérie sont estimées à 81.2 tcf et elle a produit 2 878 milliards de pieds cubes en 2020 (BP, 2021). L'Algérie a consommé 1 522 milliards de pieds cubes et exporté 530 milliards de pieds cubes sous forme de GNL, principalement vers l'Europe et la région Asie-Pacifique (BP, 2021). Les exportations par gazoduc du pays ont été enregistrées

à 406 milliards de pieds cubes vers l'Italie, 32 milliards de pieds cubes vers l'Espagne, le reste étant destiné à d'autres pays européens et africains.

Secteur intermédiaire

L'Algérie possède trois gazoducs transcontinentaux d'exportation de gaz naturel : deux transportent du gaz naturel vers l'Espagne (gazoduc Medgaz et gazoduc GME) et un transporte du gaz naturel vers l'Italie (gazoduc Transmed) (EIA, Country Analysis Brief, 2016). La capacité du gazoduc Medgaz vers l'Espagne devrait passer de 920 MPCSJ à 1 060 MPCSJ, à la suite d'une extension récemment terminée. (S&P Global Platts, 2022). L'exportation de gaz par l'Algérie vers l'Espagne via le gazoduc Gaz-Maghreb-Europe (GME), d'une capacité de 353 milliards de pieds cubes par an, a été arrêtée en 2021 (Atakayar, 2021). Le gazoduc Transmed, qui fournit du gaz naturel à l'Italie, a un débit moyen de 2 150 MPCSJ et une capacité nominale de 1 183 milliards de pieds cubes par an (S&P Global Platts, 2022).

Le pays prévoit de réaliser deux autres gazoducs transcontinentaux d'exportation, à savoir le GALSI, destiné à l'Italie, d'une capacité de 238 milliards de pieds cubes par an, et le Trans-Saharan Gas Pipeline (TSGP), du Nigeria à l'Algérie via le Niger, d'une capacité de 1 059 milliards de pieds cubes par an. Les plans de réalisation des deux pipelines proposés restent incertains (EIA, 2019).

Le terminal GNL d'Arzew/Bethioua comprend 13 trains de liquéfaction de gaz naturel, d'une capacité totale de 20.8 MTPA (2.98 milliards de pieds cubes/j). Le terminal GNL de Skikda consiste en un seul train de liquéfaction, d'une capacité de 4.5 MTPA. L'installation a été arrêtée en juin 2021, à la suite de la défaillance d'un mécanisme de contrôle de la turbine à gaz, et les opérations n'ont pas encore été relancées (S&P Global Platts, 2021).

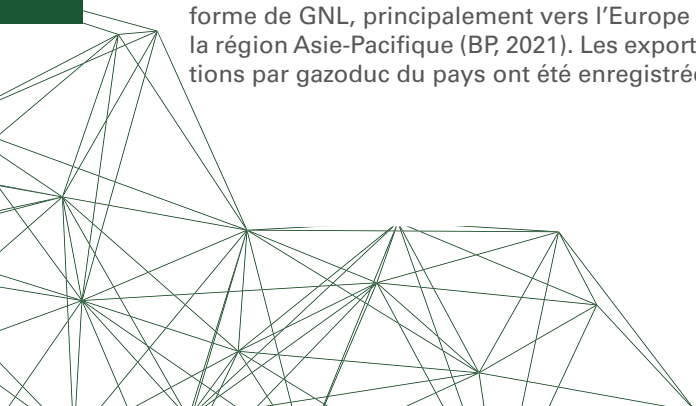
Secteur en aval

Le marché intérieur algérien du gaz naturel concerne principalement les secteurs de la production d'électricité (41 %) et les ménages (26 %), le reste étant consommé dans d'autres secteurs tels que l'industrie et la pétrochimie (Statista, 2021).

1.2.1.3 Transactions

Pétrole brut

Les exportations de pétrole brut s'élèveraient à 438 700 bpj en 2020, destinés à l'Europe, à l'Eurasie, à la France et au Royaume-Uni (OPEC, n.d.).



Gaz naturel

L'Algérie exporte du GNL (530 milliards de pieds cubes) principalement vers l'Europe et la région Asie-Pacifique, tandis que les exportations par gazoduc sont destinées à l'Italie (406 milliards de pieds cubes), à l'Espagne (321 milliards de pieds cubes) et à d'autres pays de l'Union européenne (14 milliards de pieds cubes) (BP, 2021).

Produits pétroliers raffinés

L'Algérie exporte des produits pétroliers raffinés vers les États-Unis (US), la Corée du Sud, la Chine, la France et le Brésil (Refined petroleum in Algeria, 2019). Les exportations de pétrole en 2020 correspondaient à 503 400 bpj, la demande intérieure étant de 383 000 bpj (OPEC, n.d.).

Malgré une capacité de raffinage suffisante pour satisfaire la demande intérieure, le pays a importé des produits pétroliers raffinés de l'Italie, de la Russie, de la France, des États-Unis et des Pays-Bas (Refined petroleum in Algeria, 2019).

1.2.1.4 Perspectives énergétiques

Dans le bilan énergétique du pays, le gaz naturel contribue à hauteur de 56 % de la production d'énergie primaire, de 97 % de la production d'électricité et de 38.4 % de la consommation totale d'énergie (Kerriche & Moussi, 2021).

Des initiatives sont en cours pour développer le potentiel d'énergie renouvelable de l'Algérie, mais les progrès sont très lents. Ainsi, les sources d'énergie renouvelables sont encore loin de pouvoir atteindre une part significative du futur mix énergétique de l'Algérie et la forte dépendance au gaz naturel pour la production d'électricité continuera, au moins jusqu'à la fin de la prochaine décennie.

Les décideurs politiques algériens appellent de manière récurrente à la préparation à une transition énergétique durable basée sur une part plus importante de sources d'énergie propres dans un mix énergétique diversifié, avec une augmentation prévue de l'énergie solaire de 2 % à 15 % dès 2028.

1.2.2 Égypte

L'Égypte est le plus grand producteur de pétrole africain hors OPEP (Organisation des pays exportateurs de pétrole) et le troisième producteur de gaz naturel sec du continent. En outre, le pays est un point de transit important pour le pétrole destiné à l'Europe et aux États-Unis en provenance du Golfe Persique. L'Égypte prévoit d'investir 38 milliards de dollars E-U dans le renforcement de son industrie pétrochimique au cours des quatre prochaines années (International Trade Administration, 2021).

1.2.2.1 Chaîne de valeur du pétrole brut

Secteur en amont

Actuellement, l'Égypte compte 124 licences d'exploration et de production actives et produit 616 000 barils de pétrole par jour, mais elle dispose de réserves prouvées de 3.1 milliards de barils dans le golfe de Suez et la région du désert occidental (Egypt Oil and Gas, 2022) (BP, 2021).

L'Égypte possède une unité flottante de production, de stockage et de déchargement (FPSO), Al Zaafarana, qui opère dans le bloc BN1, avec une capacité de stockage de 800 000 barils (Offshore Magazine, 2021).

Secteur intermédiaire

L'exploitation par l'Égypte du gazoduc du canal de Suez et de Suez-Méditerranée (SUMED) joue un rôle essentiel sur les marchés énergétiques dans le monde. Le gazoduc relie le port d'Ain Sukhna, dans le golfe de Suez, au port de Sidi Kerir situé au large d'Alexandrie, dans la mer Méditerranée. SUMED remplace le canal de Suez comme moyen de transfert du pétrole du golfe Persique vers la Méditerranée et a une capacité quotidienne de 2.8 millions de barils (EIA, 2019).

Le pays possède un terminal de stockage de liquides, Ain Sokhna III, situé à Suez, d'une capacité d'un peu plus de 13.3 millions de barils (165 000 m³) (Offshore Technology, 2021). Le terminal est accessible par pipeline, par la route et par la mer.

Le terminal de Sidi Kerir est un terminal pétrolier situé à l'extrémité nord du gazoduc Suez-Méditerranée, avec une capacité de stockage de 3.3 millions de m³ (Logistics Capacity Assessments, n.d.).

Avec huit raffineries d'une capacité nominale de 797 000 bpj, l'Égypte possède la plus grande capacité de raffinage en Afrique (BP, 2021) (AFREC, 2022). Le pays vise à moderniser les raffineries existantes afin d'accroître leur efficacité et leur production.

En avril 2021, le gouvernement égyptien et l'entreprise publique Red Sea National Petrochemicals Company ont signé un accord pour la construction d'un complexe pétrochimique dans la zone économique du canal de Suez, à Ain Sukhna. Le complexe pétrochimique servira à fabriquer divers produits pétrochimiques, notamment du polyéthylène, des polyester et du combustible de soute. Une fois achevé, il sera la première et la plus grande installation intégrée d'Afrique.

Les terminaux d'exportation comprennent Mellaha, Ras-sider, El-hamra, Ras-Ghareb, Gabal-El-Zeit, Shukheir, Ras-Badran et Ras Firan.

Secteur en aval

En 2021, l'Égypte a transporté du pétrole brut et des produits pétroliers vers différentes zones de consommation grâce à son réseau national d'oléoducs, qui a atteint 6 165.5 kilomètres avec une capacité de 59.8 millions de tonnes, ainsi qu'en utilisant son parc de poids lourds avec une capacité de 22.5 millions de tonnes, et en expédiant 8.6 millions de tonnes et 0.1 million de tonnes respectivement par voie maritime et ferroviaire.

Les stations-service de détail et les clients industriels reçoivent les produits pétroliers des terminaux de stockage principal et secondaire.

En juin 2021, il y avait 3 853 stations de carburant au détail dans tout le pays, ainsi que 37 stations mobiles pour l'approvisionnement en carburant des équipements lourds sur les sites de nouveaux projets (en cours de construction).

1.2.2.2 Chaîne de valeur du gaz naturel

Secteur en amont

L'Égypte est le troisième plus grand producteur de gaz naturel en Afrique.

Eni s'est vu attribuer cinq nouvelles licences d'exploration en janvier 2022, situées en Méditerranée orientale, dans le désert occidental et dans le golfe de Suez, dans le but d'explorer et de produire du gaz pour soutenir le marché intérieur égyptien et contribuer à l'exportation de GNL après le redémarrage de l'usine de GNL de Damiette (Eni, 2022).

Secteur intermédiaire

L'Égypte dispose de deux gazoducs pour le transport du gaz naturel vers les marchés internationaux, à savoir le gazoduc arabe (AGP) et le gazoduc de la Méditerranée orientale (EMG).

L'AGP est un gazoduc d'exportation transrégional de 1 200 km, capable de transporter jusqu'à 1 000 MPCSJ par jour de gaz naturel de l'Égypte vers la Jordanie, la Syrie et le Liban (Hydrocarbons Technology, n.d.). Il est prévu que l'Égypte exporte jusqu'à 70 MPCSJ de gaz naturel vers le Liban en 2022.

Le gazoduc EMG est un gazoduc de 90 km, d'une capacité nominale de 1 000 millions de pieds cubes par jour (capacité d'exploitation prévue de 550 MPCSJ), reliant Israël à l'Égypte (BusinessWire, 2019).

L'usine de GNL de Damiette est située près d'Alexandrie et a une capacité de 5 MPCSJ. L'installation a été à l'arrêt depuis 2012 en raison de litiges juridiques, mais la production a repris en 2021 (Offshore Energy, 2021).

Le terminal GNL terrestre du delta du Nil occidental à Idku City a une capacité de traitement quotidienne de 1.4 milliards de pieds cubes et la totalité du gaz est injectée dans le réseau national égyptien (Euro Pétrole, 2021). Le terminal d'exportation de GNL égyptien de Beheira a une capacité de 7.2 MPCSJ.

Il existe une proposition de construction d'un gazoduc de 310 km reliant les ressources gazières offshore de Chypre à l'Égypte. La date proposée pour le début de cette opération est 2026, avec une capacité prévue de 283 milliards de pieds cubes par an (Mordor Intelligence, n.d.).

Secteur en aval

À partir de 2021, le marché national a une demande collective de gaz naturel de 2 214 milliards de pieds cubes par an. Les secteurs de consommation de gaz naturel comprennent le secteur de l'électricité, qui représente 61 % de la consommation domestique de gaz, suivi des secteurs industriel et pétrolier, qui représentent 22 % et 11 % de la demande domestique. Le secteur résidentiel et le secteur du gaz naturel comprimé (GNC) représentent respectivement 5 % et 1 % de la demande du marché (Egyptian Natural Gas Holding Company, n.d.).

Le réseau national de gaz est continuellement rénové et maintenu, ce qui en fait l'un des plus grands et des plus longs d'Afrique et du Moyen-Orient (environ 74 000 km avec une capacité d'environ 250 MPCSJ déclarée d'ici la fin juin 2021). La suivi et le contrôle du réseau sont assurés par l'utilisation des systèmes technologiques les plus récents (SCADA).

Au cours des 18 derniers mois, on a assisté à une augmentation significative du nombre de stations GNC. D'ici la fin 2022, il devrait y avoir 1 000 stations GNC en Égypte, soit une augmentation de quatre fois plus qu'aujourd'hui.

1.2.2.3 Transactions

Pétrole brut

L'Égypte exporte du pétrole brut vers l'Inde, l'Italie, les Pays-Bas, l'Espagne, la Chine et la Grèce (EIA, 2022). Le statut d'importateur et d'exportateur de l'Égypte a changé en 2020/2021, le pays devenant un importateur net de pétrole brut pour répondre à ses besoins locaux en carburant et à ses nouveaux projets.

Gaz naturel

0.45 milliards de pieds cubes par jour de gaz naturel est importé d'Israël par AGP pour liquéfaction (The Africa Report, 2021).

En 2020, l'Égypte a exporté près de 64 milliards de pieds cubes de GNL vers l'Asie et l'Europe (BP, 2021).

Produits pétroliers raffinés

Les produits pétroliers raffinés sont exportés vers les États-Unis, la Tunisie, la Corée du Sud et l'Italie (OEC, n.d.).

L'Égypte importe des produits pétroliers raffinés de l'Arabie saoudite, de la Grèce, de la Turquie et de la Russie (OEC, n.d.).

1.2.2.4 Perspectives énergétiques

L'approvisionnement en énergie primaire du pays se compose de pétrole, de gaz et d'énergies renouvelables (IRENA, 2021). Le mix de production d'électricité de l'Égypte se compose de 77.4 % de gaz naturel, 1.4 % d'énergie éolienne, 1.9 % d'énergie solaire et 12.7 % de pétrole, le reste étant constitué d'autres énergies renouvelables (Our World in Data, n.d.).

La stratégie gouvernementale intégrée pour l'énergie durable, ISES 2035, prévoit d'accroître l'utilisation des énergies renouvelables et de renforcer l'efficacité énergétique dans le secteur de l'électricité afin de satisfaire la demande croissante d'énergie. Compte tenu de la hausse enregistrée dans le déploiement de l'énergie solaire et éolienne, le gouvernement s'est fixé pour objectif de faire en sorte que les énergies renouvelables représentent 42 % du mix électrique du pays d'ici 2035 (IRENA, 2018).

L'Égypte continuera à dépendre en grande partie des combustibles fossiles jusqu'en 2028, avec des centrales électriques au gaz et au charbon fournissant 85 % de l'électricité du pays. La majeure d'entre elles seront alimentées par les abondantes ressources en gaz naturel du pays avec une contribution des centrales à cycle combiné estimée à 75 % de la production totale d'électricité. (Enterprise, 2022).

1.2.3 Libye

Le pétrole et le gaz contribuent de manière significative à la croissance économique de la Libye car ils constituent une source primaire de revenus.

1.2.3.1 Chaîne de valeur du pétrole brut

Secteur en amont

On estime que la Libye possède les plus grandes réserves de pétrole brut sur le continent, évaluées à 48.4 milliards de barils, concentrées dans la province du bassin de Sirte. La production pétrolière du pays a baissé de 70.2 % (-920 000 bpj) en 2020, réalisant seulement 390 000 bpj, en raison du manque de capacité de stockage et de l'intensification de la guerre civile (y compris le blocus des principaux champs pétroliers) (BP, 2021).

Secteur intermédiaire

L'industrie des oléoducs est bien développée dans le pays, reliant les réserves de pétrole à d'autres parties du pays, où il peut être raffiné et exporté.

Les terminaux d'exportation comprennent Mellitah (30 000 bpj), Es-Sider (447 000 bpj), Brega (51 000 bpj), Ras Lanuf (220 000 bpj), Hariga (120 000 bpj) et Zueitina (200 000 bpj).

Le pays abrite actuellement cinq grandes raffineries (Ras Lanuf, Zawiyah, Tobrouk, Brega et Sarir) d'une capacité nominale combinée de 380 000 bpj (Energy Capital & Power, 2021) (AFREC, 2022). La plupart des raffineries étaient hors service en 2020 en raison du blocus contre les exportations de pétrole. La construction de nouvelles raffineries est envisagée à des endroits stratégiques du pays, notamment à Tobrouk (300 000 bpj) et à Ubari (30 000 bpj).

Secteur en aval

Aucune information ne figure dans le domaine public.

1.2.3.2 Chaîne de valeur du gaz naturel

Secteur en amont

Les réserves de gaz naturel de la Libye sont estimées à 50.5 milliards de pieds cubes avec un taux de production de près de 470 milliards de pieds cubes par an (BP, 2021) (OPEC, n.d.).

Secteur intermédiaire

Le projet gazier de l'ouest de la Libye (WLGP) est un projet de traitement du gaz en Libye, destiné principalement à l'exportation vers l'Europe (Italie) via des gazoducs terrestres et sous-marins (Greenstream ; 530 MPCSJ). Le projet comprend deux usines situées respectivement dans la région de Wafa et dans la région de Mellitag, d'une capacité de 280 MPCSJ chacune (JGC Holdings Corporation, n.d.) (Offshore Technology, 2021).

Le gazoduc côtier de la Libye représente le plus grand gazoduc du pays et comprend un segment oriental (Benghazi-Brega ; 410 MPCSJ), un segment central (Breg-Khoms ; 370 MPCSJ) et un segment occidental (Khoms-Mellitah ; 600 MPCSJ) (Mordor Intelligence, n.d.). Le gazoduc Brega-Khoms Intisar fournit du gaz à deux centrales électriques, situées à Az Zuwatina et Ajdabya, d'une capacité de 750 MW (IBP, 2018).

La seule usine de GNL de Libye, située à Marsa al-Brega, n'est plus opérationnelle depuis 2011, mais elle exportait historiquement vers

l'Espagne, avec une capacité de 3.2 MTPA (Bouaziz, Ashahab, Hussein, & Hope).

Secteur en aval

La centrale électrique à turbine à gaz à cycle combiné (TGCC) de Zawia, d'une capacité de 1 440 MW, est située à Zawiya, et la TGCC de Benghazi Nord, d'une capacité de 915 MW, se trouve à Benghazi.

1.2.3.3 Transactions

Pétrole brut

En 2020, la Libye a exporté un peu plus de 347 000 bpj de pétrole brut, principalement vers l'Europe et les États-Unis (OPEC, n.d.).

Gaz naturel

En 2020, la Libye a exporté un peu plus de 148 milliards de pieds cubes de gaz naturel vers l'Italie via le gazoduc Greenstream, la consommation intérieure s'élevant à 322 milliards de pieds cubes (BP, 2021).

Produits pétroliers raffinés

65 800 bpj de produits pétroliers raffinés ont été exportés en 2020. La Libye exporte principalement vers l'Italie, la Corée du Sud, l'Espagne, les États-Unis et l'Allemagne (OPEC, n.d.) (OEC, n.d.).

La demande intérieure du pays est satisfaite par le raffinage national, avec un marché estimé à 234 000 bpj.

1.2.3.4 Perspectives énergétiques

La plus grande partie de l'électricité libyenne (5 000 MW) est produite à partir de combustibles fossiles (99.97 %), avec un déficit de production actuel de 2 500 MW. Le pays a mis en place des plans de développement ambitieux, dont la construction de TGCC, afin de contribuer à l'augmentation de la capacité de production de 6 000 MW avant 2030. Le plan stratégique de la Libye en matière d'énergies renouvelables vise à atteindre une contribution de 10 % des énergies renouvelables d'ici 2025 (Energy Capital & Power, 2020).

1.2.4 Mauritanie

La Mauritanie constitue un pont géographique et culturel entre le Maghreb nord-africain et la partie la plus occidentale de l'Afrique subsaharienne.

34 contrats d'exploration et de production ont été signés et approuvés au cours des huit dernières années. A ce jour, la Mauritanie compte neuf découvertes offshore, avec des blocs actuellement attribués à cinq opérateurs. Le pays devrait devenir un important producteur de gaz à partir de 2023 après que BP et ses partenaires aient décidé, fin 2018, d'approuver le déploiement du champ de Grand Tortue Ahmeyim (GTA). D'autres découvertes et explorations par Exxon, Shell et Total, ainsi que par BP, laissent entrevoir de nouvelles perspectives (MEES, 2021).

1.2.4.1 Chaîne de valeur du pétrole brut

Secteur en amont

L'Atlas régional de l'Afrique de l'Ouest a estimé les réserves de pétrole du pays à 1 milliard de barils, ce qui place la Mauritanie juste derrière le Nigeria en termes de réserves pétrolières totales. Actuellement (depuis l'épuisement du gisement de Chinguetti), il n'y a pas de production pétrolière active en Mauritanie, même si Ahmeyim (GTA) est censé produire au moins 42 millions de barils.

Secteur intermédiaire

A ce jour, la Mauritanie ne dispose d'aucun réseau de pipelines de pétrole brut ou de produits pétroliers.

La raffinerie de Nouadhibou, construite en 1978, a cessé de fonctionner en 2001, celle-ci n'étant pas en assez bon état pour traiter le pétrole brut de Chinguetti en 2006. La raffinerie est actuellement en cours de démantèlement.

Secteur en aval

La Mauritanie est un importateur net d'hydrocarbures raffinés, la consommation de carburant atteignant plus d'un million de tonnes en 2020. Les cargaisons acquises sont transportées par bateau jusqu'aux installations de réception et de stockage de la Société de Gestion des Installations Pétrolières (GIP) à Nouadhibou, puis partiellement transportées par cabotage jusqu'aux installations de la Société Mauritanienne des Hydrocarbures (SMH) dans le port de Nouakchott.

Les installations de stockage du GIP, d'une capacité totale de 270 000 m³, ont un besoin urgent et important de rénovation et de modernisation. Les installations de stockage de Nouakchott, appartenant à la SMH et à la Mauritanienne des Entrepôts des Produits Pétroliers (MEPP), sont en assez bon état mais nécessitent une augmentation de capacité.

La SMH envisage déjà l'extension du dépôt public de stockage de produits pétroliers liquides à Nouakchott et prévoit la construction de trois nouveaux réservoirs de stockage d'une capacité totale de près de 23 000 m³, tout en réhabilitant les infrastructures existantes. Les

installations de stockage appartenant à la SMH et la MEPP ont une capacité de 60 000 m³ et 16 000 m³, respectivement.

1.2.4.2 Chaîne de valeur du gaz naturel

Secteur en amont

La Mauritanie ne produit pas de gaz actuellement, malgré plusieurs découvertes importantes et des plans historiques pour exploiter les sources abondantes de gaz, estimées à 73.9 tcf. Le développement de la première phase du champ GTA est en cours, l'objectif étant de produire du GNL d'ici 2023 avec un plateau de 2.5 MTPA.

Secteur intermédiaire

La Mauritanie ne dispose pas actuellement de gazoducs, d'usines de traitement ou d'installations de stockage spécifiques.

Secteur en aval

Le GPL est actuellement le seul produit gazier fini commercialisé en Mauritanie. Près de

76 000 tonnes de GPL ont été importées en 2020, utilisées comme combustible pour les appareils de cuisson dans les secteurs résidentiel et commercial.

1.2.4.3 Transactions

Pétrole brut

La Mauritanie ne commercialise plus de pétrole brut, suite à l'épuisement du champ pétrolier de Chinguetti.

Gaz naturel

La Mauritanie ne commercialise pas actuellement de gaz naturel, mais elle dispose de perspectives d'avenir en raison de la découverte d'importants gisements de gaz naturel et des plans de développement.

Produits pétroliers raffinés

La Mauritanie est un importateur net de produits pétroliers raffinés, principalement en provenance des Émirats arabes unis (EAU), du Togo, de la Belgique, de la Suède et du Sénégal (OEC, n.d.).

1.2.4.4 Perspectives énergétiques

Le mix énergétique actuel de la Mauritanie se compose principalement d'énergie thermique (66 %), l'hydroélectricité (17 %) et les énergies renouvelables (solaire et éolienne) représentant la différence. Conformément à la Stratégie de croissance accélérée et de prospérité partagée (SCAPP), la Mauritanie prévoit d'augmenter la contribution des énergies renouvelables jusqu'à 60 % d'ici 2030 et, en fonction de la

trajectoire de développement du pays, pourrait voir la demande de gaz naturel s'élever à plus de 201 millions de pieds cubes par jour.

1.3 Pays d'Afrique de l'Est

1.3.1 Soudan et Sud-Soudan

Riches en pétrole, en minerai de fer et en autres ressources minérales, le Soudan et le Sud-Soudan possèdent les troisièmes plus grandes réserves de pétrole de l'Afrique subsaharienne. Un accord de paix historique conclu en octobre 2018, la reprise de la production dans plusieurs champs pétroliers clés, la découverte récente d'un gisement terrestre et un cadre réglementaire bientôt révisé ont considérablement amélioré le climat d'investissement, avec des opportunités d'investissement particulièrement fortes dans les domaines de l'exploration et des infrastructures (Energy Capital & Power, 2020).

1.3.1.1 Chaîne de valeur du pétrole brut

Secteur en amont

Les réserves de pétrole du Sud-Soudan sont estimées à 3.5 milliards de barils, avec un taux de production de 170 000 bpj, tandis qu'il a été estimé que le Soudan possède environ

1.5 milliard de barils, avec un taux de production de 86 000 bpj (Energy Capital & Power, 2020) (PremiumTimes, 2020).

Des mesures ont été prises pour attirer les investissements en matière d'exploration et de développement en raison du fait que les champs de production sont au maximum de leur capacité et que les pays dépendent économiquement de l'exportation de pétrole brut.

Secteur intermédiaire

Le Soudan dispose de deux pipelines de transport, à savoir Petrodar (DPOC ; 500 000 bpj) et Greater Nile Petroleum Operating Company (GNPOC ; 450 000 bpj), destinés au terminal maritime de Bashayer à Port-Soudan, avec une capacité de stockage de 2.5 millions de bpj et une installation d'exportation/importation d'une capacité de manutention de 1.2 million de bpj (EIA, 2019).

Au Sud-Soudan, le secteur intermédiaire dépend des infrastructures du gouvernement soudanais puisque tout le pétrole produit dans le pays est exporté par un oléoduc qui va du nord du Sud-Soudan au terminal maritime de Bashayer, près de Port Soudan sur la mer Rouge.

Le Soudan dispose également d'un oléoduc de 200 000 bpj qui se raccorde au champ pétrolier d'al-Fula et s'étend jusqu'à la raffinerie de Khartoum (EIA, 2019).

Deux oléoducs de transport de pétrole brut du Sud-Soudan ont été proposés, à destination du Kenya/Ouganda et de Djibouti via l'Éthiopie (EIA, 2019) afin de réduire le traitement, le transport et les tarifs associés au trajet via Khartoum. Il est également possible de poursuivre le transport par l'oléoduc de pétrole brut d'Afrique de l'Est (EACOP), qui s'étend de l'Ouganda à la Tanzanie.

Le projet de corridor de transport Lamu Port Sud Soudan-Éthiopie (LAPSSET), un projet d'infrastructure visant à relier les pays d'Afrique de l'Est que sont le Kenya, l'Éthiopie et le Sud Soudan, devrait être achevé avant 2024. Le projet prévoit la construction d'un oléoduc entre le Sud-Soudan et l'Éthiopie, qui permettra non seulement au Sud-Soudan d'exploiter pleinement et de monétiser ses réserves, mais aussi de diversifier les options et d'ouvrir un nouveau front en matière d'infrastructures et d'énergie dans le sud-est du pays (Energy Capital & Power, 2021) (African Development Bank, 2016).

La raffinerie de pétrole de Bentiu, au Sud-Soudan, a commencé à produire début 2021, à un rythme de 3 000 bpj, qui devrait passer à 10 000 bpj à court terme (Oil Review Africa, 2021). Le déploiement de la raffinerie de Tangrial, d'une capacité nominale de 10 000 bpj, a été suspendu en 2019 en raison de problèmes de sécurité. Le Soudan a également deux projets de raffineries (la raffinerie d'Akon ; 50 000 bpj) (la raffinerie de Gameza ; 100 000 bpj) en cours d'examen, à la recherche d'investissements sur la base d'un PPP.

Le Soudan possède deux raffineries opérationnelles, à savoir la raffinerie de Khartoum (100 000 bpj) et la raffinerie d'El Obeid (10 000 bpj). La raffinerie du Port du Soudan, d'une capacité de 47 000 bpj, doit être remise en état avant que le traitement puisse reprendre (Sentry, 2020) (AFREC, 2022).

Secteur en aval

Tous les principaux opérateurs privés font escale au port de Malakal au Sud-Soudan pour décharger le carburant, qui est ensuite acheminé vers un dépôt privé d'une capacité de stockage de 60 000 L de diesel et 60 000 L d'essence (African Development Bank, 2014). En raison du manque d'installations de stockage

de pétrole raffiné, le carburant doit également être pompé directement d'une barge vers des pétroliers en attente. En outre, des camions-citernes en provenance du Kenya, de l'Ouganda et de l'Éthiopie transportent la grande majorité du carburant vers les principaux dépôts d'approvisionnement du pays.

La Société pétrolière soudanaise a construit un entrepôt stratégique de pétrole raffiné (2.5 millions de bpj) à Port Soudan, pour le stockage de gazole, d'essence, de Jet A1 et de GPL (Argus, 2021).

1.3.1.2 Chaîne de valeur du gaz naturel

Secteur en amont

Ni le Soudan ni le Sud-Soudan ne produisent de gaz naturel à des fins commerciales ou de consommation domestique. Le gaz naturel associé à la production des champs pétrolifères est réinjecté dans les réservoirs pour réduire la baisse de pression ou brûlé à la torche dans le cadre du traitement.

Les réserves de gaz naturel au Soudan et au Sud-Soudan sont estimées à 3 tcf, les volumes torchés avoisinant 13.5 bcf par an (EIA, 2019).

Secteur intermédiaire

Ni le Sud-Soudan ni le Soudan ne disposent d'une infrastructure gazière intermédiaire (EIA, 2019).

L'Égypte et le Sud-Soudan étudient les possibilités d'infrastructures pour le traitement et la distribution du gaz naturel torché (Sudan Tribune, 2019).

Secteur en aval

Le Sud-Soudan et le Soudan sont tous deux dépourvus d'infrastructures ou de marchés gaziers nationaux (EIA, 2019).

1.3.1.3 Transactions

Pétrole brut

Bien que les exportations pétrolières aient perdu de leur importance depuis la sécession du Sud-Soudan en 2011, le pétrole reste l'un des principaux générateurs de devises étrangères du Soudan.

Les exportations de pétrole brut s'élèveraient à environ 135 000 bpj, principalement vers la Chine, via le terminal maritime de Bashayer à Port Soudan.

Le Sud-Soudan pourrait commencer à vendre du pétrole brut directement à ses voisins, après que l'Éthiopie a exprimé son intérêt à acheter du pétrole au pays, dans le but d'éviter le coût accru des importations en provenance du Moyen-Orient (IHS Markit, 2019).

Gaz naturel

Ni le Soudan ni le Sud-Soudan ne commercialisent de gaz naturel.

Produits pétroliers raffinés

Bien que le Soudan ait été historiquement un exportateur de pétrole jusqu'à la sécession du Sud-Soudan, sa production intérieure actuelle et sa capacité de distillation sont insuffisantes pour répondre à la demande locale. Par conséquent, il importe une quantité importante de produits pétroliers du marché international.

Le Sud-Soudan dépend des produits pétroliers raffinés importés du Kenya et d'autres marchés internationaux, tels que l'Inde et les Émirats arabes unis (OEC, n.d.). La demande actuelle du pays en produits pétroliers a été estimée à 20 000 bpj (Fortune of Africa, n.d.).

Le Soudan importe des produits pétroliers raffinés principalement des Émirats arabes unis, du Royaume-Uni, de l'Égypte, de la Turquie et de la Russie (OEC, n.d.).

1.3.1.4 Perspectives énergétiques

Le Soudan possède l'un des plus grands réseaux électriques d'Afrique subsaharienne, avec une capacité de production d'électricité de 3 500 MW d'origine hydraulique et thermique (principalement du pétrole brut, du diesel et du fioul lourd (FOL)) (ESMAP, 2019).

Avec une capacité de production d'électricité d'à peine 30 MW, le Sud-Soudan dépend exclusivement de la production d'électricité à partir de générateurs au diesel et au fuel lourd (United States Institute of Peace, 2018).

Les deux pays prévoient d'augmenter le mix énergétique en utilisant d'autres sources d'énergie renouvelables comme l'énergie solaire.

1.3.2 Tanzania

Au cours des 50 dernières années, la Tanzanie a entrepris l'exploration du gaz naturel, dans l'espoir de devenir un exportateur à l'avenir. Le pays n'a pas produit de pétrole brut, ni enregistré de découverte commerciale récente de pétrole, ce qui l'oblige à importer des produits pétroliers raffinés pour répondre à la demande intérieure.

1.3.2.1 Chaîne de valeur du pétrole brut

Secteur en amont

La Tanzanie a attribué 14 licences d'exploration et de développement, réparties géographiquement dans cinq zones différentes. Aucune découverte de pétrole n'a été enregistrée à ce jour, mais les découvertes de pétrole dans la région du lac Albert en Ouganda ont incité de nombreuses sociétés d'exploration pétrolière

à commencer à rechercher du pétrole dans le bassin du lac Rukwa en Tanzanie, via le lac Tanganyika, dans la branche occidentale de la vallée du Rift.

Secteur intermédiaire

Le pipeline Tazama (Oléoduc de pétrole brut Tanzanie-Zambie) s'étend sur 1 710 km du port de Dar-es-Salaam en Tanzanie à la raffinerie de pétrole Indeni en Zambie. L'oléoduc a une capacité de 2 millions de litres par jour (22 000 bpj) avec une infrastructure de réservoirs de stockage associée (230 000 m³) disponible au port, alimentée par un système de bouée d'amarrage à point unique (SBM) au large. En mai 2020, une proposition d'expansion du pipeline pour augmenter la capacité à environ 1.1 milliard de litres par jour, a été publiée à l'intention des investisseurs (Construction Review Online, 2021).

La Tanzanie ne dispose pas de raffineries de pétrole brut opérationnelles.

Secteur en aval

Les ports de Dar-es-Salaam, Mtwara et Tanga servent également de terminaux de réception pour les produits pétroliers destinés aux pays voisins enclavés, tels que la Zambie, l'Ouganda, la République démocratique du Congo, le Malawi, le Rwanda et le Burundi, avec une capacité de stockage combinée de près de 1.3 million de m³.

Le GPL est importé au port de Dar-es-Salaam, de plus petites quantités étant reçues au port de Tanga, avec une capacité de stockage totale de 15 750 tonnes.

La distribution en aval se fait par camions-citernes, bien que le chemin de fer de Tanga à Isaka, Kigoma et Mwanza ait été remis en service.

1.3.2.2 Chaîne de valeur du gaz naturel

Secteur en amont

La Tanzanie dispose de 5754 tcf de réserves prouvées de gaz naturel, qui sont pour la plupart non exploitées et dont 82 % sont situées en mer. La production a lieu dans le champ Songo Songo et le champ Mnazi Bay, à un taux rapporté de 120 MPCSJ et 80 MPCSJ, respectivement.

Secteur intermédiaire

La Tanzanie dispose de quatre usines de traitement du gaz, d'une capacité combinée de 470 MPCSJ, situées sur l'île de Songo Songo dans la région de Lindi, à Mnazi Bay et à Madim-

ba dans la région de Mtwara. Les usines de traitement du gaz sont alimentées à partir des réserves de gaz offshore par des réseaux de gazoducs offshore et onshore. Les installations de traitement du gaz à Madimba et Mnazi fonctionnent actuellement à moins de 30% de leur capacité d'utilisation en raison de la demande du marché.

Le gazoduc du projet national d'infrastructure de gaz naturel (NNGIP) s'étend de la région de Mnazi à Dar-es-Salaam, sur 551 km de long, avec une capacité de 784 MPCSJ.

Secteur en aval

Des réseaux de pipelines basse pression en aval de plus de 50 km, 6 km et 17 km ont été construits dans les régions de Dar-es-Salaam, Coast et Mtwara respectivement.

Les marchés en aval existants incluent la production d'électricité, l'industrie, le transport, les secteurs résidentiel et commercial, avec une demande annuelle cumulée de près de 8.5 bcf. Le secteur de l'électricité est le plus grand consommateur de gaz naturel, représentant 80 % de la consommation totale actuelle.

1.3.2.3 Transactions

Pétrole brut

La Tanzanie ne commercialise pas de pétrole brut à l'heure actuelle.

Gaz naturel

La Tanzanie n'exporte ni n'importe de gaz naturel pour l'instant, les volumes de production (près de 60 milliards de pieds cubes) ne servant que le marché intérieur.

Produits pétroliers raffinés

La Tanzanie est un importateur net de produits pétroliers raffinés, avec des importations de près de 6 milliards de litres par an des EAU, de l'Inde, de la Malaisie, de la Chine et du Qatar, dont jusqu'à 43 % sont des importations en transit (par camion-citerne ou bateau) destinées au Kenya, au Rwanda, à Madagascar et au Burundi. (OEC, n.d.). Le diesel et l'essence représentent près de 90 % des produits pétroliers liquides importés.

Les importations annuelles de GPL atteignent près de 200 000 tonnes métriques, la demande accrue du marché étant attribuée aux efforts déployés par le gouvernement et les sociétés de commercialisation du GPL pour sensibiliser le public à l'importance et à la commodité de

l'utilisation du GPL au lieu des combustibles traditionnels tels que le charbon de bois, le bois de chauffage et le kérosène.

1.3.2.4 Perspectives énergétiques

Les principales ressources énergétiques de la Tanzanie sont l'hydroélectricité, le gaz naturel, les combustibles liquides, la biomasse et de petites quantités de charbon, d'énergie solaire et éolienne. Malgré les diverses sources d'énergie disponibles, beaucoup restent inexploitées. La production d'électricité en Tanzanie provient principalement du gaz naturel (48 %), suivi de l'hydroélectricité (31 %), du pétrole (18 %), du solaire (1 %) et des biocarburants (1 %) (EWURA, 2020) (Tanzania Invest, 2021).

Les centrales à combustible liquide en exploitation ont la possibilité d'être converties en centrales à double combustible. La demande d'électricité devrait croître de 10 % par an, le pays ayant pour objectif de presque doubler le taux d'électrification pour atteindre 75 % d'ici 2033 (International Trade Administration, 2021).

1.3.3 Ouganda

Les réserves pétrolières importantes de l'Ouganda, sa réglementation favorable et sa compagnie pétrolière nationale proactive font de ce pays un leader régional dans le domaine des hydrocarbures.

1.3.3.1 Chaîne de valeur du pétrole brut

Secteur en amont

Les réserves de pétrole brut de l'Ouganda ont été estimées à 6.5 milliards de barils, dont 1.4 milliard de barils jugés économiquement exploitables (Energy Capital & Power, 2022). Quatre accords de partage de production (PSA) dans l'Albertine Graben ont été signés et les demandes de licences de production pour 16 champs ont été reçues par le gouvernement.

L'Ouganda devrait commencer la production de pétrole dès 2025, à partir de gisements situés sur les rives du lac Albert, et la production devrait atteindre 230 000 bpj au cours des cinq années suivantes (World Oil, 2021)

Secteur intermédiaire

L'Ouganda n'a pas de pipelines mais des plans sont en place pour la construction d'EACOP long de 1 443 km, avec une capacité prévue de 230 000 bpj, menant à la côte tanzanienne pour l'exportation au port de Tanga (Financial Times, 2022).

L'Ouganda ne dispose pas d'une raffinerie de pétrole brut opérationnelle, mais un projet a été soumis pour la construction d'une raffinerie de pétrole brut de 60 000 bpj à Kabaale, dans le district de Hoima, ainsi qu'un pipeline de produits raffinés associé de 211 km de Hoima à Buloba, Kampala et un terminal de

stockage au terminus du pipeline. La raffinerie prévue devrait produire du GPL, du diesel, de l'essence, du kérosène, du carburéacteur et du FOL, avec la possibilité d'étendre sa capacité à plus long terme en fonction de la demande du marché (Africa Investment Forum, n.d.).

Secteur en aval

Un nouveau système de stockage et de transport de carburant dans le village de Bugiri/Bukasa est entré en service début 2022, afin de faciliter le transport de carburant de Kampala à Kisumu (et vice versa) via le lac Victoria (Bloomberg, 2021). Le système de stockage (70 millions de litres) et de transport du carburant se compose de 14 réservoirs de stockage, de jetées de 220 mètres de long et de navires, ce qui en fait le plus grand terminal de carburant d'Afrique centrale et de l'Est (Construction Review Online, 2021)

1.3.3.2 Chaîne de valeur du gaz naturel

Secteur en amont

L'Ouganda a découvert du gaz associé estimé à 0.17 tcf, avec des réserves de gaz non associé estimées à 0.5 tcf, bien qu'il n'y ait pas de production active de gaz naturel pour le moment.

Secteur intermédiaire

L'Ouganda n'a pas établi d'infrastructure de gaz naturel de secteur intermédiaire. Toutefois, la Tanzanie et l'Ouganda ont signé un accord pour la construction d'un gazoduc, qui constitue le premier gazoduc transfrontalier en Afrique de l'Est (ESI Africa, 2018).

Secteur en aval

L'Ouganda ne dispose actuellement d'aucune infrastructure de gaz naturel en aval ni d'aucun marché intérieur.

L'Ouganda prévoit d'utiliser les futures découvertes de gaz à diverses fins, notamment pour la production d'électricité, le chauffage et la cuisson résidentiels et commerciaux, le carburant pour les véhicules et les matières premières ou l'énergie thermique pour différentes industries pétrochimiques.

1.3.3.3 Transactions

Pétrole brut

L'Ouganda n'importe ni n'exporte actuellement de pétrole brut.

Gaz naturel

Actuellement, l'Ouganda n'importe ni n'exporte de gaz naturel.

Produits pétroliers raffinés

L'Ouganda, pays enclavé, est actuellement un importateur net de produits pétroliers. Elle importe 95 % des produits via le Kenya et 5 % via la Tanzanie. La plupart des produits destinés à l'Ouganda via le Kenya sont livrés du port maritime de Mombasa aux terminaux d'Eldoret et de Kisumu, dans l'ouest du Kenya, par pipeline, puis par route et par train jusqu'en Ouganda. La demande de produits pétroliers raffinés s'élève en moyenne à 5.4 millions de litres par jour, la majorité étant de l'essence et du diesel (S&P Global, 2020).

1.3.3.4 Perspectives énergétiques

L'Ouganda a mis en œuvre des mesures à court et à long terme pour répondre aux besoins d'approvisionnement en électricité du pays, notamment en mettant en service un certain nombre de centrales thermiques. Ces mesures ont pour but d'augmenter l'approvisionnement en électricité et de réduire au minimum les délestages pendant les heures de pointe du soir.

Jusqu'en 2020, l'Ouganda disposait d'une capacité installée d'environ 1 300 MW, dont environ 1 000 MW (80 % de la capacité totale installée) pour l'hydroélectricité, 8 % pour le thermique et la cogénération et 4 % pour le solaire photovoltaïque (PV) (Unites States Energy Association, 2021). Un pays aussi dépendant de la production d'hydroélectricité et sensible aux fluctuations hydrologiques et aux changements climatiques doit diversifier ses approvisionnements. Selon le document intitulé Stratégie de diversification du mix énergétique, la capacité électrique de l'Ouganda est idéalement composée de technologies solaires, éoliennes et/ou géothermiques, en fonction de plusieurs facteurs dont la disponibilité des ressources et le plan de développement global du pays. L'Ouganda dispose d'un potentiel géothermique qui atteindrait 450 MW, notamment dans l'est du pays, autour du lac Albert (Unites States Energy Association, 2021).

1.4 Pays d'Afrique australe

1.4.1 Angola

En Afrique, l'Angola est le troisième plus grand producteur de pétrole, après le Nigeria et l'Algérie, et détient les quatrièmes plus grandes ressources en gaz naturel, bien que seule une petite partie soit considérée comme commercialement viable.

1.4.1.1 Chaîne de valeur du pétrole brut

Secteur en amont

L'industrie pétrolière en Angola est dominée par le secteur en amont, près de 75 % des activités d'exploration et de production ayant lieu en offshore. Le pays dispose de réserves prouvées de pétrole estimées à 7.8 milliards de barils et a enregistré une production de pétrole de 1.324 million de bpj en 2020 (BP, 2021). Le plateau continental de la côte angolaise, riche en pétrole, est divisé en 55 blocs qui devraient être mis aux enchères avant 2025, ce qui présente un grand potentiel pour le développement du secteur (Flanders Investment & Trade, 2021).

D'une capacité nominale de 157 000 bpj, 245 MPCSJ et 1.8 million de barils, le FPSO PSVM est amarré dans la zone nord-est du block K 31 et dessert quatre champs pétroliers (Energy Capital & Power, 2022).

Le FPSO Greater Plutonio est un FPSO " entièrement électrique " doté d'une capacité de stockage de 1.77 million de barils, d'une capacité de transformation de 240 000 barils par jour, et d'une capacité de traitement du gaz de 400 MPCSJ. À près de 160 km au nord-ouest de Luanda, le FPSO est amarré dans la concession du bloc 18 (Offshore Technology, 2021).

Dans le bloc 15/06 du plateau continental angolais, le FPSO Armada Olombendo a la capacité de traiter 80 000 bpj de pétrole brut et 120 MPCSJ de gaz. Sa capacité de stockage nette est de 1.7 million de barils (Offshore Energy, 2016).

Secteur intermédiaire

La Zambie et l'Angola ont signé un protocole d'accord pour la construction d'un oléoduc entre les deux pays d'Afrique australe, qui devrait être achevé d'ici cinq ans. Le projet d'oléoduc Angola-Zambie (AZOP), d'une longueur de 1 400 km, aura une capacité de 100 000 bpj et permettra de transporter de l'essence, du diesel et du GPL (Construction Review Online, 2021).

Une seule raffinerie de pétrole à Luanda, d'une capacité installée de 65 000 bpj, est opérationnelle. La modernisation prévue des installations devrait permettre de réduire le déficit du marché de 20 % (AFREC, 2022).

L'Angola a adopté une approche agressive pour développer et améliorer la capacité de

raffinage nationale, dans le but de réduire les importations de produits raffinés et d'établir un secteur pétrolier durable. Le pays a lancé plusieurs raffineries à grande échelle en 2021, notamment la raffinerie de Soyo (100 000 bpj) et la raffinerie de Lobito (200 000 bpj) (Flanders Investment & Trade, 2021).

Secteur en aval

À ce jour, le raffinage du pétrole brut et la distribution des produits pétroliers raffinés du pays restent bien en deçà de la demande intérieure, bien que le pays soit l'un des principaux producteurs de pétrole de la région. Les produits pétroliers raffinés sont importés et stockés principalement à Luanda, la capitale, et à Lobito, la ville portuaire (Angola's ports and oil terminals, 1988).

Une installation de stockage de pétrole au terminal Oceanic, d'une capacité de 580 000 m3, est également en cours de construction, l'objectif étant d'améliorer la distribution de carburant (Energy Capital & Power, 2021).

1.4.1.2 Chaîne de valeur du gaz naturel

Secteur en amont

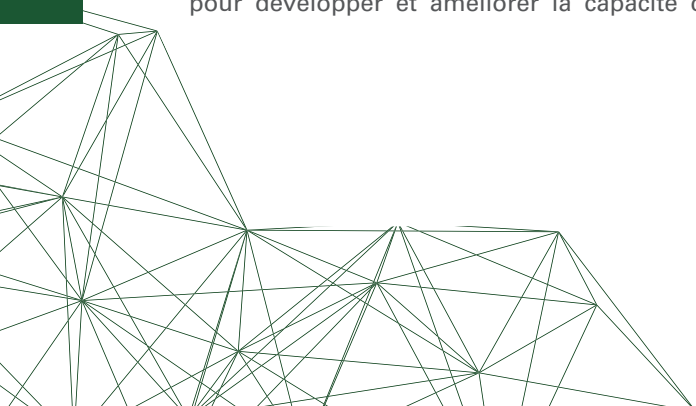
Les réserves de gaz du pays ont été estimées à 10.6 tcf, et l'industrie du gaz naturel nécessite des investissements importants pour exploiter tout son potentiel économique. La plupart des gisements prouvés sont situés dans les zones offshore des bassins du Bas-Congo et de Kwanza, la majorité de l'exploration angolaise ayant lieu à des profondeurs de plus de 1 200 mètres.

L'Angola produit de petites quantités de gaz naturel commercialisé, mais la majeure partie de sa production est torchée en tant que sous-produit des opérations pétrolières ou réinjectée dans les champs pétroliers pour augmenter la récupération du pétrole. La production de gaz naturel sec serait d'environ 400 bfc (OPEC, 2021).

Le premier projet de gaz naturel non associé en Angola, provenant des champs offshore de Quiluma et Maboqueiro, a été récemment annoncé par Total Energies. Le début de la production est prévu pour la mi-2026 (World Oil, 2022).

Secteur intermédiaire

Le gaz associé est acheminé des réserves pétrolières offshore vers l'installation de traitement et de liquéfaction de Soyo par un réseau de pipelines de 500 km (Flanders Investment & Trade, 2021). L'usine de GNL a une capacité de 5.2 MTPA, principalement destinée à l'exportation sur le marché mondial, mais elle ne fonctionne pas à pleine capacité en raison de la baisse des niveaux d'approvisionnement en gaz provenant des champs pétroliers offshore par le biais de gazoducs situés sous le fleuve Congo (International Trade Administration, 2021).



Secteur en aval

L'Angola ne dispose pas d'un marché intérieur du gaz ; cependant, une centrale électrique à cycle combiné de 750 MW devrait entrer en service commercial en 2024 (Power Technology, 2021).

1.4.1.3 Transactions

Pétrole brut

L'Angola a produit 1.324 millions de bpj en 2020, avec un volume d'exportation annuel estimé à environ 1 220 millions de barils (BP, 2021) (OPEC, 2021). La Chine a été la principale destination des exportations de pétrole brut de l'Angola, représentant 72 % du volume exporté, suivie par l'Inde et la Thaïlande.

Gaz naturel

L'Angola a produit environ 400 bcf de gaz naturel en 2020 (OPEC, 2021). Les exportations de l'usine de GNL de Soyo étaient destinées au Brésil, à la Chine, à la Corée du Sud et à la France.

Produits pétroliers raffinés

Bien qu'il soit l'un des principaux producteurs de pétrole d'Afrique, l'Angola reste tributaire des importations pour satisfaire ses besoins en essence. Le pays a produit 44 100 bpj de produits pétroliers raffinés et en a importé 134 300 bpj (OPEC, 2021) (Statista, 2021).

1.4.1.4 Perspectives énergétiques

Le secteur de l'électricité en Angola est caractérisé par deux ressources naturelles principales, à savoir le gaz de pétrole (12 %) et l'hydroélectricité (56 %) (US Aid, 2021).

L'Angola a pour ambition de faire en sorte que le gaz naturel couvre 21 % de la demande d'énergie primaire du pays d'ici 2025, tout en atteignant une électrification de 60 % (International Trade Administration, 2021). Les futures initiatives de conversion du gaz en électricité comprennent la centrale à cycle combiné de Soyo, d'une capacité de 750 MW (Energy Capital & Power, 2021).

1.4.2 Mozambique

Grâce aux récentes découvertes de vastes réserves de gaz naturel, le Mozambique pourrait bientôt devenir le quatrième exportateur de gaz naturel au monde.

1.4.2.1 Chaîne de valeur du pétrole brut

Secteur en amont

Le Mozambique ne produit pas de pétrole brut et n'a pas de capacité de raffinage, et il dépend des importations pour satisfaire toute sa demande de produits pétroliers.

La découverte d'Inhassoro représente la première découverte commerciale de pétrole au Mozambique, avec un taux de production prévu de 2 000 bpj. Cependant, aucune date de mise en service n'a été publiée (NES Fircroft, 2020).

Secteur intermédiaire

Actuellement, le Mozambique ne dispose d'aucune infrastructure du secteur intermédiaire pour le pétrole brut.

Le projet de nouvelle raffinerie du Mozambique prévoit la construction de la première raffinerie du Mozambique, qui sera alimentée par du pétrole brut provenant du bassin de Rovuma (NES Fircroft, 2020). Le projet est encore dans la phase d'étude de faisabilité.

Secteur en aval

Le Mozambique est actuellement tributaire de l'importation de produits pétroliers raffinés.

Le pays possède quatre principaux terminaux pétroliers, Maputo, Beira, Nacala et Pemba, avec une capacité totale de stockage de produits raffinés de plus de 702 000 tonnes (Muhai, 2015).

1.4.2.2 Chaîne de valeur du gaz naturel

Secteur en amont

Le Mozambique est un petit producteur de gaz naturel à partir de ses champs de Panda et de Temane, dont la production est estimée à 212 bcf par an, mais d'importantes réserves de gaz naturel ont été découvertes dans les zones 1 et 4 du bassin de Rovuma, situé en eaux profondes au large de la côte nord du pays. Cela pourrait transformer le pays en un important exportateur de GNL. Le pays dispose de réserves estimées à 193.3 tcf (Deloitte, 2018).

Le développement du champ Coral de la zone offshore 4, dont la capacité est estimée à 15 tcf, devrait démarrer en 2022 (NES Fircroft, 2020). Le taux de production prévu est inconnu.

Le développement du complexe Mamba dans la zone offshore 4 devrait produire 100 MPCSJ, avec un démarrage prévu en 2024 (NES Fircroft, 2020).

L'expansion du PSA de Temane et Inhassoro pourrait permettre une production de gaz de 150 MPCSJ, mais aucune date de mise en service n'a été publiée (NES Fircroft, 2020).

Secteur intermédiaire

Le gazoduc de 865 km de la Société des pipelines de la République du Mozambique (ROMPCO) est un gazoduc de transport en libre accès, qui relie les champs gaziers Panda et Tamane du Mozambique à l'Afrique du Sud. Cette infrastructure de transport offre une possibilité de passage pour quiconque a sécurisé du gaz naturel au Mozambique et est prêt à payer les frais de transport ; sa capacité non engagée était de près de 15 milliards de pieds cubes par an en 2017 (ROMPCO, 2017).

Le Mozambique dispose de plusieurs installations dont la mise en service est prévue à court terme. L'usine d'exportation de GNL de Rovuma, qui sera située sur la péninsule d'Afungi, aura une capacité de 15.2 MTPA, avec une production prévue dès 2024 (NES Fircroft, 2020). Mozambique LNG est une installation de GNL terrestre en cours de développement, d'une capacité de 12.88 MTPA (NES Fircroft, 2020). Le projet de gaz naturel liquéfié flottant (GLF) Coral devrait avoir une capacité de 3.4 MTPA, avec une durée de vie opérationnelle de 25 ans (NES Fircroft, 2020).

Un gazoduc de 2 450 km reliant le Mozambique (Cabo Delgado) à l'Afrique du Sud (Richards Bay) est au stade de l'étude de faisabilité, mais il est prévu que le gazoduc fournisse du gaz à l'Afrique du Sud principalement pour la production d'électricité (NES Fircroft, 2020).

Une unité flottante de stockage et de regazéification (FSRU) est également prévue, dans le but de fournir du GNL regazéifié à une centrale électrique (actuellement en service mais fonctionnant au fioul lourd) produisant de l'électricité pour le réseau électrique national du Mozambique (NES Fircroft, 2020).

Le projet transformation du Gaz en Liquides Afungi (GTL), d'une capacité de 38 000 btpj, constitue un déploiement en aval qui renforcera la capacité du Mozambique à exporter des combustibles liquides vers des acteurs régionaux et mondiaux. La décision finale d'investissement (DFI) était attendue en 2021, avec une période de construction prévue de quatre ans (NES Fircroft, 2020). Les informations relatives à la décision d'investissement n'ont pas été divulguées.

Secteur en aval

Le Mozambique possède des centrales électriques au gaz opérationnelles, notamment la centrale CTRG de 170 MW, la centrale Gigawatt de 100 MW, la centrale CTM de 100 MW, la centrale Karpower de 48 MW et la centrale Temaninho de 11 MW (AEMP, 2021).

Un projet d'usine d'engrais proposé par Yara a également été envisagé, avec une capacité proposée de 1.3 million de tonnes par an. Il a depuis été annoncé que Yara a abandonné ses projets de construction d'une usine d'engrais utilisant le gaz de Cabo Delgado (Club of Mozambique, 2020).

Une centrale électrique à cycle combiné de 250 MW dans le district de Nacala, utilisant le gaz du bassin de Rovuma, devrait également être opérationnelle à l'avenir, en plus des centrales électriques de 150 MW à Pemba, Nacala, Quelimane et Beira. Un accord de concession entre le gouvernement mozambicain et GL Energy Mozambique a été conclu en 2021 (Club of Mozambique, 2021).

Le projet de cycle combiné au gaz de Temane, projet de centrale électrique au gaz d'une capacité de 450 MW situé à Temane dans la province d'Inhambane au Mozambique, est en cours de réalisation et devrait être mis en service en 2024 (African Development Bank Group, 2021).

1.4.2.3 Transactions

Pétrole brut

Actuellement, le Mozambique ne produit pas de pétrole brut et n'a pas de capacité de raffinage; il dépend des importations pour satisfaire toute la demande de produits pétroliers raffinés.

Gaz naturel

Mozambique produces approximately 212 bcf annually, with nearly 90% earmarked for export via the ROMPCO pipeline to South Africa and the remainder to satisfy domestic demand (IGUA-SA, 2021).

Produits pétroliers raffinés

Le Mozambique est un importateur net de produits pétroliers raffinés, enregistrés à un peu plus de 2 millions de tonnes en 2019, principalement composés de diesel (61 %), d'essence (15 %), de carburacteur (9 %), de GPL (7.6 %) et de kérosène (7.4 %).

Le Mozambique importe des produits pétroliers raffinés principalement de l'Inde, de la Chine, des EAU, du Qatar et de la Malaisie.

1.4.2.4 Perspectives énergétiques

Le Mozambique possède le plus grand potentiel de production d'électricité d'Afrique australe, grâce à des ressources inexploitées en charbon, en hydroélectricité, en gaz, en énergie éolienne et en énergie solaire. Le pays compte 2 700 MW de capacité installée, dont 79 % proviennent de la centrale hydroélectrique de Cahora Bassa, 16 % du gaz, 4 % du FOL et 1 % de l'énergie solaire (African Development Bank Group, 2021).

La demande du Mozambique devrait croître à un taux annuel moyen d'environ 8 % au cours de la prochaine décennie, ce qui nécessitera l'ajout d'environ 1 500 MW au parc de production d'ici 2030 (African Development Bank Group, 2021).

En ce qui concerne le changement climatique, le plan directeur actuel du Mozambique prévoit toujours une capacité de production d'électricité à partir du charbon de 1 700 MW jusqu'en 2042. Toutefois, les efforts déployés pour atteindre les objectifs de réduction des émissions de carbone pourraient entraîner le remplacement des centrales au charbon.

1.4.3 Afrique du Sud

Le secteur pétrolier et gazier sud-africain a récemment fait d'importantes découvertes de gaz au large de sa côte sud-est, ce qui pourrait servir de catalyseur pour transformer le pays en un acteur clé du marché énergétique africain.

1.4.3.1 Chaîne de valeur du pétrole brut

Secteur en amont

L'Afrique du Sud ne produit pas de pétrole à l'heure actuelle et ne dispose d'aucune réserve de pétrole.

Secteur intermédiaire

L'Afrique du Sud importe tous ses besoins de pétrole brut par le système SBM au large de Durban, transportés par un réseau de pipelines sous-marins et terrestres jusqu'aux réservoirs de stockage des raffineries.

L'Afrique du Sud possède quatre raffineries de pétrole brut, d'une capacité nominale combinée de 545 000 bpj (AFREC, 2022). Une explosion survenue en décembre 2020 à ENREF, la deuxième plus grande raffinerie de pétrole brut d'Afrique du Sud, a entraîné l'arrêt des opérations. On envisage de convertir la raffinerie en une installation d'importation et de stockage de produits pétroliers. SAPREF, la plus grande raffinerie de pétrole brut d'Afrique du Sud, a annoncé la suspension de ses activités à partir de la fin mars 2022, pour une durée indéterminée. Un incendie survenu à la mi-2020 au CHEVREF a également interrompu les opérations, mais Astron Energy a annoncé en février 2022 son intention de redémarrer les opérations avant la fin de l'année.

Secteur en aval

En raison d'une demande locale élevée et d'une capacité de raffinage nationale insuffisante, l'Afrique du Sud reste fortement dépendante des importations de produits pétroliers raffinés, avec 15 millions de m3 de stockage pétrolier opérationnels. Le Nouveau pipeline multiproduits (NMPP) est l'actuel pipeline de transfert de liquides (diesel, essence et carburacteur)

disponible du KwaZulu-Natal à Gauteng, avec une capacité de 100 000 bpj.

Le réseau existant de distribution de pétrole raffiné est constitué de 200 dépôts, 4 600 stations-service et 100 000 clients directs, approvisionnés principalement grâce au transport routier.

1.4.3.2 Chaîne de valeur du gaz naturel

Secteur en amont

Le potentiel gazier de l'Afrique du Sud a été confirmé par des découvertes majeures, notamment les champs de Brulpadda et Luiperd, qui, une fois exploités, pourraient élargir les possibilités d'échanges énergétiques régionaux. Le pays dispose de plusieurs opportunités de production locale de gaz naturel, à partir de sources conventionnelles (onshore/offshore) ou non conventionnelles (gaz de schiste/méthane de lit de charbon), actuellement estimées à environ 60 tcf.

À partir des champs F.O., F.A. et E.M. dans le bassin de Bredasdorp, l'Afrique du Sud a produit jusqu'à 1.5 tcf, mais a depuis épuisé ses réserves.

La seule source de production de gaz du pays est la ressource de gaz biogénique située dans le bassin terrestre du Witwatersrand. La production actuelle de gaz naturel est estimée à près de 2 MPCSJ, servant de carburant à un parc de bus locaux.

Secteur intermédiaire

PetroSA dispose de lignes de transmission sous-marines (gaz sec et liquides), d'une longueur de 110 km, menant de la plateforme F.A. à la raffinerie GTL de Mossel Bay.

Le pipeline ROMPCO, d'une longueur de 865 km, est un pipeline de transport en libre accès qui relie l'Afrique du Sud au Mozambique. Cette infrastructure de transmission présente une possibilité de passage pour quiconque a sécurisé le gaz naturel au Mozambique et est prêt à payer les frais de transport ; sa capacité de pipeline non engagée était de près de 15 bcf par an en 2017 (ROMPCO, 2017).

Le gazoduc Lilly, propriété de Transnet, s'étend sur 573 km de Gauteng à KwaZulu Natal, avec une capacité annuelle de 20 bcf.

Sasol Gas dispose de 355 km de gazoducs de distribution partant de Secunda et reliant Pretoria, Johannesburg et Sasolburg, ainsi que d'un réseau de distribution relié au gazoduc de Transnet et desservant les clients du KwaZulu Natal. Le réseau de distribution dispose d'une capacité de 70 bcf.

L'Afrique du Sud compte actuellement une raffinerie GTL spécialement conçue, située à Mossel Bay, dont la capacité nominale est de 45 000 bpj. La raffinerie GTL n'est actuellement pas opérationnelle en raison de l'épuisement des réserves de gaz.

Les installations de transformation du charbon en liquides (CTL) de Sasol Secunda ont été adaptées pour recevoir le gaz naturel comme charge d'alimentation, avec une capacité de 150 000 bpj.

Secteur en aval

Le marché intérieur sud-africain consomme environ 175 milliards de pieds cubes par an, principalement utilisés dans l'industrie, avec des volumes plus faibles pour les secteurs résidentiel, commercial et des transports, la consommation intérieure étant limitée par la disponibilité de l'approvisionnement en gaz. La demande intérieure non restreinte de gaz a été signalée comme dépassant 335 milliards de pieds cubes (IGUA-SA, 2021).

1.4.3.3 Transactions

Pétrole brut

L'Afrique du Sud ne produit et/ou n'exporte pas de pétrole brut pour le moment. L'Afrique du Sud importe du pétrole brut pour le raffinage national principalement d'Arabie Saoudite, du Nigeria et d'Angola, avec des volumes limités provenant du Ghana et du Togo. L'Afrique du Sud importe plus de 420 000 bpj et sera de plus en plus dépendante des importations à l'avenir.

Gaz naturel

L'Afrique du Sud reste principalement dépendante de l'importation de gaz naturel par le gazoduc ROMPCO en provenance du Mozambique. Les volumes d'importation annuels ont été enregistrés à environ 175 bcf, avec un risque pour les approvisionnements dû au déclin des gisements de gaz de Pande et Temane (IGUA-SA, 2021).

Le déficit d'approvisionnement annuel actuel est estimé à environ 160 bcf, la demande future devant être largement alimentée par les secteurs de la pétrochimie, de l'électricité et de l'industrie (IGUA-SA, 2021).

Produits pétroliers raffinés

L'Afrique du Sud produit des produits pétroliers sur son territoire en utilisant du pétrole brut importé comme matière première. Malheureusement, la capacité de raffinage nationale a

diminué, et l'Afrique du Sud importe actuellement plus de 321 000 bpj. L'Inde, les Émirats arabes unis, Oman, l'Arabie saoudite, Singapour, les Pays-Bas, les États-Unis et l'Italie sont quelques-uns des principaux fournisseurs de produits pétroliers raffinés en Afrique du Sud (S&P Global Platts, 2021).

Le marché sud-africain de ces produits sert également de passerelle (ou d'origine dans certains cas) pour ces produits vers les pays voisins, notamment le Botswana, la Namibie, la Zambie, le Zimbabwe, le Mozambique, la République démocratique du Congo, le Lesotho et le Swaziland. Aucun volume d'exportation par destination n'a été publié.

1.4.3.4 Perspectives énergétiques

Dans le but d'augmenter sa capacité de production, de réduire ses émissions de carbone, d'améliorer sa sécurité énergétique et de soutenir son développement industriel, l'Afrique du Sud a pris les premières mesures d'un programme de conversion du gaz en électricité qui sera exécuté dans le cadre du plan de ressources intégrées (PRI) 2019 qui vise à faire passer la part du gaz naturel dans le mix énergétique national de 2.6 % à 15.7 % d'ici 2030 (Ministry of Mineral Resources and Energy, 2019).

1.5 Pays d'Afrique occidentale

1.5.1 Ghana

Les perspectives pétrolières et gazières du Ghana sont importantes. Les découvertes effectuées permettent de penser que les ressources en pétrole et en gaz s'étendent sur tout le littoral du pays, du cap Three Points à l'ouest jusqu'à Keta à l'est. Le bassin de la Volta renfermerait également des réserves de pétrole et de gaz.

1.5.1.1 Chaîne de valeur du pétrole brut

Secteur en amont

La production de pétrole brut du Ghana en 2021 était de 176 000 barils par jour, avec des réserves estimées à 700 millions de barils (AGM, 2014) (All Africa, 2021).

Le FPSO Kwame Nkrumah opère dans les champs pétroliers de Jubilee, au large du Ghana, avec une capacité de traitement de 120 000 bpj (African Development Bank, 2009).

Secteur intermédiaire

La société ghanéenne Bulk Oil Storage and Transmission (BOST) dispose de trois systèmes d'oléoducs, dont un oléoduc multiproduit (avec mécanisme d'inversion de flux), utilisé pour transférer les produits raffinés en-



tre les navires de haute mer et le dépôt d'Accra Plains situé dans la partie sud-est du Ghana, le système de pipeline Tema-Akosombo (TAPP) et le système de pipeline Buie et Bolgatanga (B2P3) utilisé pour le transport primaire vers les dépôts situés à l'intérieur du pays. B2P3 ont été abandonnés au profit de modes de transport non traditionnels (Energy News Africa, 2019). La TAPP est en cours de modernisation pour permettre une capacité annuelle de 2 milliards de litres par an, dont la mise en service est prévue en 2022 (GhanaWeb, 2021).

Le Ghana possède une seule raffinerie de pétrole brut, la raffinerie de pétrole de Tema (TOR), située à Tema, d'une capacité de 45 000 bpj et d'une capacité totale de stockage (pétrole brut et produits pétroliers raffinés) de 2.6 millions de barils (AFREC, 2022). Le Ghana importe des produits pétroliers raffinés pour répondre à la demande intérieure de 65 000 bpj (TOR, 2022).

Le projet de centre pétrolier de Bonyere, dans la partie ouest du Ghana, devrait comprendre quatre raffineries d'une capacité de 150 000 bpj et deux usines pétrochimiques, et devrait être achevé d'ici 2030 (Energy Voice, 2021).

Secteur en aval

Le Ghana dispose d'une capacité de stockage de pétrole raffiné de 310 000 tonnes et de 415 000 m³, concentrée autour de la région de Greater-Accra (BOST, n.d.).

1.5.1.2 Chaîne de valeur du gaz naturel

Secteur en amont

Les réserves de gaz du Ghana sont estimées à environ 2 tcf, l'approvisionnement en gaz domestique étant principalement situé dans trois champs : Jubilé, Sankofa et Tweneboa-Enyenra-Ntomme (TEN) (IAEA, 2018).

La production nationale de gaz naturel du Ghana est actuellement de 280 MPCSJ, utilisés pour la production d'électricité et les processus industriels (S&P Global Platts, 2021). Les nouveaux contrats d'approvisionnement en GNL pour Tema en 2020 et Takoradi en 2022 porteront l'approvisionnement total à 823 MPCSJ d'ici 2023 (Energy for Growth, 2021).

Secteur intermédiaire

Tema LNG, premier terminal de réception de GNL offshore en Afrique subsaharienne, a une capacité évolutive de 3.4 MTPA, avec une capacité de production initiale de 1.75 MTPA (Hydrocarbons Technology, n.d.). L'installation a conclu un contrat de 17 ans pour fournir 225 MPCSJ à partir du terminal de Tema (World Oil, 2022).

Le Ghana possède une usine de traitement du gaz, située à Atuabo, d'une capacité nominale de 150 MPCSJ, qui fonctionne actuellement à 120 MPCSJ. L'usine de traitement du gaz est

alimentée par un gazoduc sous-marin de 58 km provenant du gaz produit par Jubilee et TEN, et dispose d'un portique de chargement de camions pour le GPL à Anokyi (Ghana Gas, n.d.).

Un gazoduc bidirectionnel, le gazoduc Ghana-Côte d'Ivoire, d'une capacité de 150 millions de MPCSJ, a été proposé en 2019, pour permettre le commerce du gaz naturel entre les deux pays. (Upsteam Online, 2019). Aucun autre développement n'a été signalé à ce jour.

Le gazoduc ouest-africain (WAGP), d'une longueur de 678 km et d'une capacité de 800 MPCSJ, se raccorde au gazoduc existant Escravos-Lagos (56 km) au terminal d'exportation de gaz naturel Itoki de la Compagnie de gaz du Nigeria et se prolonge jusqu'à une tête de pont à Lagos, puis s'étend jusqu'au Ghana, avec des livraisons latérales de gaz à partir de la ligne principale vers le Bénin, le Togo et le Ghana (WAGPCO, n.d.).

Secteur en aval

Le réseau de distribution local du Ghana (réseau de gazoducs traditionnels) fournit du gaz au Karpowership de la base navale de Sekondi, à Twyford Ceramics à Aboadze et à WangKang Ceramics à Eshiem (Ghana Gas, n.d.).

1.5.1.3 Transactions

Pétrole brut

Le Ghana exporte tout le pétrole brut produit, soit 176 000 bpj en 2021 et la totalité du pétrole brut consommé au niveau de la TOR provient du marché international (Abudu & Sai, 2020).

Gaz naturel

Le Ghana importe environ 560 MPCSJ, en plus de la production nationale enregistrée à 280 MPCSJ (Abudu & Sai, 2020). Le gaz est importé principalement du Nigeria, par le biais du WAGP.

Produits pétroliers raffinés

Le Ghana a consommé environ 65 000 bpj de produits pétroliers (TOR, 2022). La demande intérieure de produits pétroliers raffinés est satisfaite à la fois par la production nationale et par les produits importés. Le Ghana importe des produits pétroliers raffinés principalement de l'Espagne, du Burkina Faso, des Pays-Bas, des EAU et de la Finlande.

Le Ghana exporte également de plus petits volumes de produits raffinés vers des pays comme le Burkina Faso, les États-Unis, Malte, l'Espagne et le Togo.



1.5.1.4 Perspectives énergétiques

L'offre d'électricité du Ghana se compose de l'énergie thermique (59.9 %), de l'énergie hydraulique (39.9 %) et de l'énergie solaire (0.2 %). La moitié des dix installations de production d'énergie thermique sont à double combustible, le reste étant réparti entre le gaz naturel (20 %) et le fioul lourd (30 %) (Energy for Growth Hub, 2020).

Le gouvernement ghanéen et l'autorité de la rivière Volta (principale autorité de production d'électricité) se sont fixé comme objectif principal de passer de la production d'électricité à partir du pétrole à la production d'électricité à partir du gaz naturel, plus propre et moins cher, pour les dix centrales électriques, afin de stabiliser l'approvisionnement en énergie et de transformer le paysage énergétique.

1.5.2 Nigeria

Le Nigeria est le premier producteur de pétrole d'Afrique et détient les plus grandes réserves de gaz naturel du continent. Avec des investissements adéquats en matière d'exploration gazière, le Nigeria pourrait également devenir la centrale gazière de l'Afrique.

1.5.2.1 Chaîne de valeur du pétrole brut

Secteur en amont

Le Nigeria possède la 10^e-ème plus grande réserve de pétrole au monde, estimée à 36.9 milliards de barils (Rui, et al., 2018). Le taux de production quotidien de 2020 a été enregistré à près de 1.8 million de barils, mais la production reste entravée par des vols, des sabotages de pipelines et des pannes (BP, 2021) (Nigerian Energy Support Programme (NESP), 2015) (Nigerian National Petroleum Corporation, 2021).

Le FPSO ABO a une capacité de stockage de 930 000 barils, une capacité de traitement de 45 MPCSJ et une capacité de traitement du gaz de 48.4 MPCSJ (Lepic, 2022). Le FPSO opère sur le champ d'Abo, au large du Nigeria, depuis 2003.

Le FPSO Agbami a une capacité de stockage de 2.2 millions de barils, une capacité de traitement de 250 000 bpj et une capacité de traitement du gaz de 450 MPCSJ (KBR, n.d.). Le FPSO devrait rester sur place pendant 20 ans, l'échéance contractuelle étant prévue en 2028.

Le FPSO d'Akpo a été mis en service à la mi-2005 et dispose d'une capacité de stockage de 2 millions de barils, d'une capacité de traitement de 185 000 bpj et d'une capacité de traitement du gaz de 15 MPCSJ (Bernard, 2010).

Le FPSO Armada Perkasa, d'une capacité de stockage de 360 000 barils et d'une capacité de traitement de 35 000 bpj, a été redéployé au large du Nigéria, suite à un accord de vente en 2019 (Almeida, FPSO Armada Perkasa Extended Offshore Nigeria, 2013).

Le FPSO de Bonga a une capacité de 2 millions de barils, avec une capacité de traitement du pétrole brut et de manutention du gaz de 225 000 bpj et 150 MPCSJ, respectivement (Akpan, 2020).

À la suite de découvertes majeures dans la zone du champ Egina, il a été décidé de déployer un autre FPSO, à savoir Egina, avec une capacité de stockage totale de 2.3 millions de barils et une capacité de traitement de 200 000 bpj (NOV, 2020).

Le FPSO Mystra, doté d'une capacité de stockage de plus d'un million de barils et d'une capacité de production de 46 000 bpj, présente des problèmes structurels et d'épuisement (Terpstra, Schouten, & Ursini, 2004) (Upstream Energy Explored, 2018).

Le FPSO Sea Eagle, doté d'une capacité de stockage de 1.4 million de barils, d'une capacité de traitement de 170 000 bpj et d'une capacité de traitement du gaz de 100 MPCSJ, livre du gaz à l'installation de GNL du Nigeria sur l'île de Bonny (Offshore, 2003).

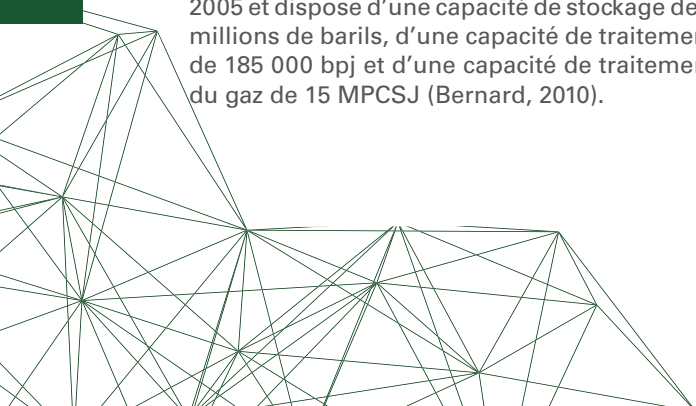
Le FPSO Sendje Berge a une capacité totale de stockage de 2 millions de barils, une capacité de traitement du pétrole de 60 000 bpj et une capacité de traitement du gaz de 55 MPCSJ (Almeida, Sendje Berge FPSO Gains Extension Offshore Nigeria, 2014). Une prolongation d'un an avec Addax Petroleum Exploration au Nigeria a été conclue, la période ferme étant prolongée jusqu'au quatrième trimestre de 2022 (RigZone, 2021).

Le FPSO d'Usan a une capacité de stockage de 2 millions de barils, une capacité de traitement de 180 000 bpj et une capacité de traitement du gaz de 5 MPCSJ (Ezeah, 2012).

Secteur intermédiaire

Le pays compte six terminaux pétroliers, à savoir le terminal de Forcados (13 millions de barils de pétrole brut), le terminal de Bonny (12 millions de barils de pétrole brut), le terminal de Qua Iboe (4.5 millions de barils de pétrole brut), le terminal d'Escravos (3.6 millions de barils de pétrole brut), le terminal de Brass (3.6 millions de barils de pétrole brut) et le terminal de Pennington (capacité de stockage inconnue) (International Business Publications, 2011).

La capacité de raffinage du Nigeria est de 440 000 bpj (AFREC, 2022).



Secteur en aval

La société nationale nigériane du pétrole (NNPC) possède et exploite un réseau de pipelines multiproduits de 5 001 km, reliant les raffineries aux réseaux de distribution.

1.5.2.2 Chaîne de valeur du gaz naturel

Secteur en amont

Au niveau mondial, le Nigeria possède la 10^{-ème} plus grande réserve de gaz naturel, estimée à 193.3 tcf (BP, 2021). En raison du manque d'infrastructures, environ 75 % du gaz associé est soit réinjecté dans le puits, soit brûlé à la torche (54 bcf/j, avec une production moyenne de 2.53 tcf en presque de deux décennies (Rui, et al., 2018) (Vanguard, 2021). Les réserves du Nigeria contiennent plus de gaz non associé que de gaz associé (provenant des champs pétrolifères), mais ce dernier représente plus de la moitié du gaz total produit chaque année (Nigerian Energy Support Programme (NESP), 2015) (PWC, 2020).

Secteur intermédiaire

Les exportations actuelles par le biais du GNL et du WAGP sont estimées collectivement à 3 200 MPCSJ (Vanguard, 2021).

Le WAGP, d'une longueur de 678 km et d'une capacité de 800 MPCSJ, se raccorde au gazoduc existant Escravos-Lagos (56 km) au terminal d'exportation de gaz naturel Itoki de la Nigeria Gas Company et rejoint une tête de pont à Lagos, puis s'étend jusqu'au Ghana, avec une distribution latérale de gaz à partir de la ligne principale vers le Bénin, le Togo et le Ghana (WAGPCO, n.d.).

Gaz naturel liquéfié du Nigeria (NLNG) est un acteur majeur du marché mondial du GNL, produisant du GNL et des liquides de gaz naturel (LGN) pour l'exportation. NLNG a une capacité totale de 22 MTPA de GNL et de 5 MPTA de LGN, provenant de son complexe industriel constitué de 6 stations. En 2019, une DFI a été prise pour une 7^{ème} station, augmentant la capacité de l'installation à 30 MTPA améliorant ainsi la compétitivité sur le marché mondial (Nigeria Liquefied Natural Gas Limited, n.d.).

Accugas dispose d'une installation de traitement terrestre de 200 MPCSJ, alimentée par Uquo et reliée à un pipeline de transport de 260 km. L'installation et le réseau de pipelines disposent d'une importante capacité de réserve et sont stratégiquement situés dans le sud-est du Nigeria (Savannah Energy, n.d.).

L'installation Escravos de transformation du gaz en liquides (EGTL) est entrée en production à la mi-2014 et a une capacité de transformation de 325 MPCSJ pour produire 33 000 bpj, principalement du diesel synthétique à faible teneur en soufre. (Oil & Gas Journal, 2020)

Secteur en aval

Malgré l'abondance du gaz naturel dans le pays, son utilisation sur le marché intérieur est limitée et, sur les volumes consommés dans le pays, la majorité est consommée dans le seul secteur de l'électricité. Le reste est consommé comme matière première pour les industries utilisant du gaz (pétrochimie et production d'engrais), pour le chauffage industriel et comme carburant des véhicules roulant au gaz naturel. Le GPL dérivé du traitement du gaz est également utilisé pour la cuisine et la production d'électricité.

Gaslink Nigeria Limited (GNL), en collaboration avec la Nigerian Gas Marketing Company (NGMC), exploite un réseau national de gazoducs de distribution, qui s'étend sur plus de 160 km, avec une capacité de 130 MPCSJ (Axxela, n.d.).

L'approvisionnement actuel du marché intérieur en gaz a été signalé à près de 8 000 MPCSJ pour le secteur de la production d'électricité et 770 MPCSJ pour les industries. (Vanguard, 2021).

1.5.2.3 Transactions

Pétrole brut

Les principaux partenaires d'exportation du Nigeria sont les États-Unis, l'Inde, le Brésil, l'Espagne, la France et les Pays-Bas (Frynas, 2000).

Le Nigeria est l'un des principaux exportateurs de pétrole brut au monde, mais la sous-utilisation de ses raffineries (capacité d'environ 30 %) fait que 85 % de ses produits pétroliers raffinés sont importés (Nigerian Energy Support Programme (NESP), 2015).

Le Nigeria a exporté plus de 1.8 million de barils de pétrole brut en 2020 (OPEC, n.d.).

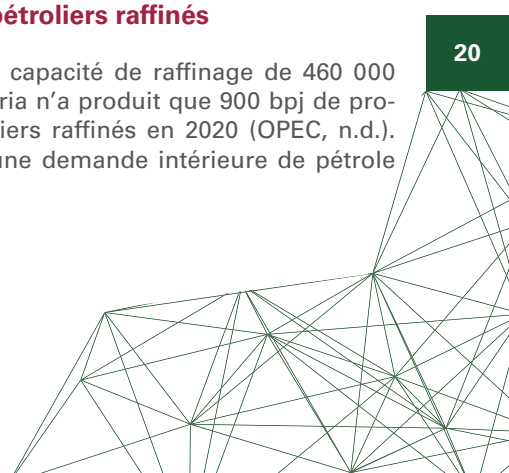
Gaz naturel

Le Nigeria a produit environ 1.76 tcf de gaz naturel commercialisé en 2020, exportant environ 1.26 tcf, le reste étant destiné au marché intérieur (OPEC, n.d.).

Il n'y a pas eu d'importation de gaz naturel pendant la période d'évaluation.

Produits pétroliers raffinés

Malgré une capacité de raffinage de 460 000 bpj, le Nigeria n'a produit que 900 bpj de produits pétroliers raffinés en 2020 (OPEC, n.d.). Le pays a une demande intérieure de pétrole



de 465 800 bpj, principalement de l'essence et du diesel, et dépend du marché international pour satisfaire ses besoins intérieurs (OPEC, n.d.).

Les produits pétroliers sont importés principalement de Belgique, du Royaume-Uni, de Norvège et du Bénin.

1.5.2.4 Perspectives énergétiques

Actuellement, 80 % de la production d'électricité du Nigeria provient du gaz, le reste du pétrole, le Nigeria disposant des plus grands générateurs de secours alimentés au pétrole du continent. Le gaz naturel devrait rester la principale source d'énergie, même si l'on observe une évolution vers le solaire photovoltaïque, le pays commençant à exploiter son important potentiel solaire (IEA, 2019).

1.5.3 Sénégal

Le Sénégal semble être sur le point de devenir un producteur important d'hydrocarbures, avec un certain nombre de découvertes significatives de pétrole et de gaz.

1.5.3.1 Chaîne de valeur du pétrole brut

Secteur en amont

Selon Rystad Energy, les ressources pétrolières du Sénégal sont estimées à plus d'un milliard de barils, répartis sur de nombreux champs. Malgré les réserves pétrolières déclarées, le Sénégal importe actuellement du pétrole brut pour le raffinage dans le pays, principalement du Nigeria.

Le champ pétrolifère de Sangomar devrait produire jusqu'à 500 millions de barils de pétrole pendant sa durée de vie, dont 231 millions de barils pendant la première phase d'exploitation. La production de la phase 1 devrait commencer en 2023, pour atteindre un pic en 2025 à un taux de production de près de 97 000 bpj (Offshore Technology, 2021). Un FPSO, d'une capacité journalière de 100 000 barils, devrait être amarré en permanence au champ de Sangomar dès 2023.

Secteur intermédiaire

Il existe une raffinerie de pétrole au Sénégal, appelée Société Africaine de Raffinage (SAR), détenue par le gouvernement sénégalais, Total et Shell. Un bateau de transport maritime relie le port de Dakar à SAR pour l'importation de pétrole brut. La capacité de la raffinerie est de 25 000 bpj, ce qui ne permet pas de répondre à la demande locale et nécessite l'importation

de plus de 8 300 bpj de produits pétroliers raffinés par an (Logistics Capacity Assessment, 2021) (AFREC, 2022). Le gouvernement vise à augmenter la capacité de raffinage jusqu'à 3 MTPA, afin de satisfaire pleinement le marché intérieur, tout en alimentant la croissance économique nationale jusqu'à 5% (Energy Capital & Power, 2019). Les installations de stockage permettent de stocker 500 000 m3 de produits liquides, 18 350 tonnes de butane et 200 000 m3 de pétrole brut (Ministry of Petroleum and Energy, n.d.).

Secteur en aval

Un terminal au port de Bargny, situé dans la zone des hydrocarbures, est envisagé pour recevoir, stocker et distribuer de l'essence, du Jet A1, du gasoil, du fioul et du bitume vers le Sénégal ainsi que les marchés extérieurs, avec une capacité totale de stockage de 2.5 millions de tonnes. La mise en service du terminal est prévue pour la mi-2022 (Construction Review Online, 2021).

Il est également prévu d'installer des pipelines de transmission bidirectionnels offshore/onshore au port minéralier de Bargny, qui est actuellement en phase d'étude de faisabilité.

1.5.3.2 Chaîne de valeur du gaz naturel

Secteur en amont

Des réserves de gaz de plus de 40 tcf ont été découvertes au Sénégal (Energy Capital & Power, 2021). Le pays détient une part de 50 % dans les réserves de gaz récupérables estimées à 15 tcf dans le champ transfrontalier GTA, en plus d'environ 25 tcf dans Yakaar-Teranga (Davis & Mihalyi, 2021). Selon les estimations, le bloc Sangomar détient des ressources en gaz associé et non associé de 1.3 tcf. (The Oxford Institute for Energy Studies, 2020).

La production de Sangomar et de la phase 1 de la GTA devrait commencer en 2023, tandis que BP envisage une DFI sur le gaz de Yakaar-Teranga en 2022, avec une production de 150 MPCSJ prévue en 2024 (S&P Global, 2021).

Secteur intermédiaire

Aujourd'hui, il n'existe pas de gazoducs, d'usines de traitement ou d'installations de stockage spécifiques au Sénégal.

La phase 1 du projet GTA permettra la construction d'une installation FLNG de 2.5 MTPA, plaçant le Sénégal sur la carte des exportations mondiales de GNL d'ici 2023.

Secteur en aval

Le GPL est actuellement commercialisé au Sénégal. Près de 98 % de la consommation de GPL du pays, provenant des secteurs domestique et commercial, est soit importée, soit produite dans les installations de la SAR.

Le gouvernement sénégalais développe activement le premier grand gazoduc terrestre du Sénégal, qui s'étendrait sur 144 km et transporterait jusqu'à 88 bcf de gaz par an de l'usine de traitement du gaz de Yakaar-Teranga, qui sera construite par BP, vers des centrales électriques au gaz et d'autres grandes opérations commerciales et industrielles à proximité du tracé du gazoduc (U.S. Trade and Development Agency, 2021).

1.5.3.3 Transactions

Pétrole brut

Actuellement, le Sénégal ne produit ni n'exporte de pétrole brut. Il importe du pétrole brut du Nigeria pour le raffinage local. Les volumes commerciaux ne sont pas disponibles dans le domaine public.

Gaz naturel

Actuellement, le Sénégal commercialise pas de gaz naturel.

Produits pétroliers raffinés

Le Sénégal importe des produits pétroliers raffinés, principalement de Russie, de Belgique, des Pays-Bas et du Royaume-Uni, pour répondre à la demande intérieure non satisfaite par sa raffinerie de pétrole brut. Les volumes commerciaux ne sont pas disponibles dans le domaine public.

1.5.3.4 Perspectives énergétiques

Le mix électrique actuel du Sénégal est composé de solaire PV (29.5 %), de centrales à double combustible FOL (41.5 %), d'hydroélectricité (3 %) et de charbon (26 %) (Itoua & Atteib, 2021).

Le gouvernement sénégalais prévoit d'augmenter la part du gaz naturel dans le mix de production d'électricité du pays. Le gouvernement a adopté un objectif visant à atteindre l'accès universel et la réduire les émissions liées à la production d'électricité, le gaz domestique devant contribuer de manière importante à la réalisation de ces objectifs. Le programme d'approvisionnement national prévoit la conversion d'un certain nombre de centrales existantes en centrales à double combustible et la mise en service de nouvelles centrales à cycle combiné (Davis & Mihalyi, 2021).

1.6 Pays d'Afrique centrale

1.6.1 Tchad

Le potentiel en hydrocarbures du Tchad n'a pas encore été pleinement évalué, mais le pétrole et le gaz sont considérés comme le secteur industriel offrant les meilleures perspectives pour le pays.

1.6.1.1 Chaîne de valeur du pétrole brut

Secteur en amont

Le Tchad est le dixième plus grand détenteur de réserves pétrolières parmi les pays africains, avec 1.5 milliard de barils de réserves prouvées (BP, 2021). La production de pétrole brut du pays s'élève à 126 000 bpj, dont près de 90 % destinés à l'exportation (BP, 2021).

Secteur intermédiaire

L'oléoduc Tchad-Cameroun est un oléoduc d'Afrique centrale qui part du bassin de Doba, au Tchad, et traverse le Cameroun jusqu'à l'installation flottante de stockage et de déchargement de Kome Kribe-1. Le pipeline a une longueur de près de 1 100 km et une capacité nominale de 225 000 bpj (Mordor Intelligence, n.d.).

L'oléoduc Niger-Tchad, d'une capacité nominale de 60 000 bpj, est un projet d'oléoduc situé en Afrique centrale, dont l'achèvement était initialement prévu en 2019, mais qui n'a guère progressé en raison de problèmes de viabilité économique (Mordor Intelligence, n.d.).

L'oléoduc Ronier-Djermaya, d'une longueur de 300 km et d'une capacité nominale de 20 000 bpj, s'étend des champs pétrolifères de Ronier, Mimosa et Koudalwa, dans le bassin de Bongor, à la raffinerie de Djermaya (Wood Mackenzie, 2021) (AFREC, 2022).

Avec une capacité de 20 000 bpj, la raffinerie du Tchad répond à la demande intérieure et permet d'exporter le pétrole excédentaire dans la région (Reuters, 2012). Les opérations ont parfois été temporairement suspendues en raison de conflits de prix et de problèmes opérationnels.

Secteur en aval

Le marché national du pétrole raffiné est estimé à environ 15 000 bpj (International Trade Administration, 2020).

1.6.1.2 Chaîne de valeur du gaz naturel

Secteur en amont

Les réserves et la production de gaz naturel au Tchad sont considérées comme insuffisantes, le gaz associé étant torché.

Secteur intermédiaire

Au moment de la rédaction du rapport, le Tchad ne disposait d'aucun plan ou infrastructure de développement du gaz naturel dans la phase intermédiaire de la chaîne.

Secteur en aval

Actuellement, le pays ne dispose pas d'un marché du gaz en aval.

1.6.1.3 Transactions

Pétrole brut

L'exportation de pétrole brut se fait via l'oléoduc Tchad-Cameroun, avec une base de clients géographiquement diversifiée, les exportations étant destinées à des pays tels que Taïwan, l'Italie, la France, les EAU, le Royaume-Uni, l'Inde, les États-Unis et le Japon.

Gaz naturel

Le Tchad ne commercialise pas de gaz naturel.

Produits pétroliers raffinés

La quasi-totalité des produits pétroliers raffinés sont destinés au marché intérieur, le surplus étant exporté par camion vers les pays voisins comme la République du Congo.

1.6.1.4 Perspectives énergétiques

La majorité de la production d'électricité du Tchad est alimentée par des combustibles fossiles (diesel et FOL), avec une contribution négligeable des énergies renouvelables, malgré un vaste potentiel de ressources solaires et éoliennes.

La capacité du pays à améliorer l'accès à l'énergie et à réduire la pauvreté est limitée par des défis importants dans le secteur de l'électricité. En conséquence, le gouvernement tchadien s'efforce d'étendre son approvisionnement en électricité et d'encourager les investissements dans le secteur de l'énergie afin de stimuler l'économie.

Le projet Djermaya Solar, d'une capacité de 42 MW, devrait être mis en service en 2023 et améliorer l'accès à une énergie plus propre (US Aid, 2022).

1.6.2 République du Congo

Le République du Congo possède les deuxièmes plus grandes réserves de pétrole brut d'Afrique centrale et australe.

1.6.2.1 Chaîne de valeur du pétrole brut

Secteur en amont

Les réserves prouvées du République du Congo sont estimées à 2.9 milliards de barils, avec

un taux de production de 307 000 bpj en 2020 (BP, 2021).

Secteur intermédiaire

Au République du Congo, le pétrole brut est transporté à la raffinerie de Coraf par des camions-citernes car il n'existe pas d'infrastructure intermédiaire pour le pétrole brut.

Bien que Coraf, première raffinerie du République du Congo, ait une capacité de 1 million de tonnes par an (21 000 bpj), elle ne traite que 600 000 tonnes, alors que la demande du pays est estimée à 1.2 million de tonnes (Energy Capital & Power, 2021) (AFREC, 2022). La raffinerie doit être modernisée en 2022 (EIA, 2021).

Le pays a lancé la construction d'une nouvelle raffinerie de pétrole, d'une capacité de 110 000 bpj, près du port de Pointe-Noire, en 2021 (Energy Capital & Power, 2021).

Secteur en aval

L'oléoduc Matadi-Kinshasa de 720 km pour les produits pétroliers raffinés (essence, diesel et Jet A1), d'une capacité de 18 300 bpj, relie le port de Matadi à Kinshasa.

Le SEP (Service des Entreprises Pétrolières Congolaises) importe annuellement environ 450 000 m3 de carburant (principalement du diesel), avec une capacité de stockage totale de plus de 230 000 m3 (Global Logistics, 2009).

Un oléoduc de produits pétroliers raffinés, s'étendant sur plus de 1 200 km de la capitale économique Pointe-Noire au sud à Ouessou au nord, devrait entrer en service en 2027 (Offshore Technology, 2021).

1.6.2.2 Chaîne de valeur du gaz naturel

Secteur en amont

On estime que le République du Congo détient près de 10 tcf de réserves prouvées de gaz naturel, avec une production enregistrée de 14 bcf pour 2020 (EIA, 2021) (OPEC, n.d.). Une quantité importante de gaz naturel est torchée en tant que sous-produit de la production pétrolière ou est réinjectée dans les champs pétroliers pour faciliter la récupération du pétrole brut.

Secteur intermédiaire

Un réseau de gazoducs à partir des champs de M'Boundi et Marine XII alimente en gaz la Centrale Électrique du Djéno (CED) et la Centrale Électrique du Congo (CEC), des centrales électriques à gaz (Descalzi, 2020).

Secteur en aval

Deux centrales électriques au gaz naturel, à savoir CED de 484 MW et CEC de 170 MW, desservent Pointe-Noire (EIA, 2021).



1.6.2.3 Transactions

Pétrole brut

Le République du Congo exporte plus de 240 000 bpj, destinés à la Chine, l'Inde, les États-Unis, l'Espagne et la Malaisie (OPEC, n.d.).

Gaz naturel

Le gaz naturel n'est actuellement pas un produit commercial, aucune importation ou exportation de gaz naturel n'étant enregistrée (OPEC, n.d.).

Produits pétroliers raffinés

Le République du Congo importe des produits pétroliers raffinés du Togo, de la Côte d'Ivoire, de la France, du Rwanda et des EAU.

1.6.2.4 Perspectives énergétiques

Le gaz naturel représente près de 59 % de l'énergie primaire totale du pays, les liquides pétroliers et les énergies renouvelables représentant la différence. Le plan directeur du gaz du République du Congo a identifié la transformation du gaz en électricité comme étant la principale source d'énergie pour la consommation électrique du pays à court et moyen terme (Energy Capital & Power, 2022).

1.6.3 Guinée équatoriale

La Guinée équatoriale est un producteur et un exportateur de pétrole brut et de gaz naturel. Les exportations de pétrole et de gaz sont au cœur de la croissance du pays et devraient continuer à stimuler l'économie à l'avenir, à mesure que le pays se diversifie en termes de chaîne de valeur du pétrole et du gaz.

1.6.3.1 Chaîne de valeur du pétrole brut

Secteur en amont

On estime que la Guinée équatoriale dispose de 1.1 milliard de barils, avec un taux de production de 161 000 bpj enregistré en 2020 (BP, 2021).

FPSO Aseng ne se contente pas de desservir le champ d'Aseng, mais fait office de plate-forme pour les liquides d'Alen et d'autres champs voisins, avec une capacité de traitement de 120 000 bpj et une capacité totale de stockage de 1.6 million de barils de pétrole et de condensat (Offshore Energy, 2011).

FPSO Ceiba, qui dessert le champ Ceiba et le complexe d'Okume, possède une capacité de traitement de 160 000 bpj et une capacité totale de stockage de 2 millions de barils (A Barrel Full, n.d.) (Offshore Energy, 2021).

Le FPSO Serpentina, qui dessert le champ pétrolier de Zafiro, a une capacité de traitement de 110 000 bpj et une capacité totale de stock-

age de 1.5 million de barils (Ministry of Mines, Industry and Energy Equatorial Guinea, 2016).

Secteur intermédiaire

Luba Oil Terminal Equatorial Guinea (LOTEG) Freeport a une capacité de stockage de

20 000 m3 et prévoit d'étendre ses services de stockage de carburant au continent et aux pays voisins (Energy Capital & Power, 2021).

Les progrès du terminal pétrolier de Bioko, qui devrait être un centre de transit majeur en Afrique de l'Ouest pour le pétrole brut et les produits pétroliers raffinés, avec une capacité de stockage totale de 1.2 million de m3, ont été lents et aucun plan de développement n'a été publié (S&P Global, 2019).

Le pays prévoit de construire sa première raffinerie modulaire étatique, d'une capacité de raffinage de 5 000 bpj alimentée par les champs d'Alba et d'Alén (Ibekachikwu, 2020). Le projet est actuellement en phase de faisabilité (Construction Review Online, 2021).

Secteur en aval

La Guinée équatoriale ne dispose d'aucune capacité de raffinage et est un importateur net de produits pétroliers raffinés pour satisfaire la demande intérieure (4 600 bpj) (OPEC, n.d.).

1.6.3.2 Chaîne de valeur du gaz naturel

Secteur en amont

On estime que la Guinée équatoriale détient près de 1.4 tcf, avec un taux de production pouvant atteindre 213 bcf en 2020, principalement destiné à l'exportation sous forme de GNL (OPEC, n.d.).

Secteur intermédiaire

Le gaz naturel produit est soit exporté sous forme de GNL, soit collecté pour une utilisation domestique.

Le pays dispose d'une usine de GNL terrestre, Equatorial Guinea Liquefied Natural Gas (EG LNG), située sur l'île de Bioko et alimentée par le champ d'Alba. L'installation a une capacité de 3.7 MTPA (Argus Media, 2021).

L'usine de méthanol de Punta Europa (AMP-CO), qui consomme près de 125 MPCSJ, produit 19 000 bpj de méthanol. Un projet visant à convertir le méthanol en essence et en produits dérivés, afin de monétiser davantage le gaz domestique produit, est à l'étude (Oil Review Africa, 2020).

Une installation flottante de GNL, Fortuna LNG, a été proposée pour le bloc EG-27, avec une capacité de 2.2 MTPA (Energy Voice, 2021). Malheureusement, la relance de son déploiement n'est pas confirmée.

En 2021, le pays a révélé son intention de construire un gazoduc sous-marin de 70 km, d'une capacité de 950 MPCSJ, reliant la plateforme d'Alen au centre pétrochimique de Punta Europa (Construction Review Online, 2021).

Le développement du Gas Mega Hub en Guinée équatoriale, qui vise à regrouper le gaz échoué dans le golfe de Guinée et pourrait ouvrir des pistes économiques pour monétiser le gaz offshore au Cameroun et au Nigeria, est en cours d'évaluation, la première phase ayant été achevée avec succès (ESI Africa, 2021).

Secteur en aval

Malgré les importants volumes d'exportation, l'utilisation intérieure du gaz naturel en Guinée équatoriale a augmenté, principalement dans les secteurs de l'industrie et de la production d'électricité, pour dépasser les 190 MPCSJ (OPEC, n.d.).

À Punta Europa, une centrale thermique Malabo Turbogaz de 154 MW consomme environ 14 MPCSJ et fournit de l'électricité à l'île de Bioka. Parmi les centrales thermiques moins importantes, se trouvent la centrale de Bata (24 MW) et une centrale bicom bustible de 38 MW (Offshore Energy, 2018).

1.6.3.3 Transactions

Pétrole brut

Le pétrole brut est exporté par bateau vers des pays d'Asie et d'Europe (principalement l'Inde, l'Espagne, la Corée du Sud et la Chine). La Guinée équatoriale exporte environ 114 500 bpj (OPEC, n.d.).

Gaz naturel

L'exportation de gaz naturel, à partir de l'installation EG LNG par bateau, d'un volume supérieur à 142 bfc, est destinée aux régions de l'Asie-Pacifique et du Moyen-Orient (OPEC, n.d.).

Produits pétroliers raffinés

La Guinée équatoriale est un importateur net de produits pétroliers raffinés, avec un marché intérieur estimé à 4 600 bpj (OPEC, n.d.). Les produits pétroliers sont importés de la Côte d'Ivoire, de l'Espagne, des EAU, des États-Unis et de la Belgique (OEC, n.d.).

1.6.3.4 Perspectives énergétiques

En Guinée équatoriale, 61 % de l'électricité est produite à partir de combustibles fossiles (principalement du gaz naturel) et 38 % à partir de l'hydroélectricité. Le pays dispose d'un important potentiel d'énergie renouvelable, le potentiel d'énergie solaire et éolienne restant largement inexploité.

Jusqu'à présent, le pays a été en mesure de répondre à la demande énergétique nationale grâce à sa propre production d'électricité et, par conséquent, il étudie la possibilité d'exporter son excédent d'électricité vers les pays voisins déficitaires en gaz comme le Cameroun et le Gabon, car il a déjà créé un cadre pour un marché régional de l'électricité intégré et opérationnel.

1.6.4 Gabon

Le Gabon est un producteur de pétrole bien établi en Afrique de l'Ouest, et son gouvernement tire une part importante de ses revenus de la production de pétrole brut. Les recettes provenant du pétrole et d'autres liquides représentent environ 45 % du produit intérieur brut (PIB), et les exportations de pétrole et d'autres liquides ont représenté près de 74 % des recettes totales d'exportation en 2019 (Administration, US Energy Information, 2022).

1.6.4.1 Chaîne de valeur du pétrole

Secteur en amont

Le Gabon détiendrait 2 milliards de barils de réserves de pétrole brut, avec un taux de production de 207 000 bpj enregistré en 2020 (BP, 2021). La faiblesse des prix du pétrole et la vétusté des champs pétroliers ont entraîné une baisse de la production pétrolière du Gabon (Administration, US Energy Information, 2022).

Le FPSO Petroleo Nautapia, amarré à un ponton, a une capacité de production de pétrole de 25 000 bpj, une capacité de compression de gaz de 3 MPCSJ et une capacité de stockage de plus d'un million de barils. La période d'extension du contrat du FPSO expire au troisième trimestre de 2022 (Offshore, 21).

BW Adolo FPSO est amarré au champ de Turture avec une capacité de production de 40 000 bpj, une capacité de traitement du gaz de 18 MPCSJ et une capacité totale de stockage de 1.35 millions de barils (Technologh, n.d.).

Secteur intermédiaire

Le pays dispose d'un certain nombre d'oléoducs, dont le réseau d'oléoducs Ezanga qui relie un certain nombre de puits de pétrole aux deux terminaux d'exportation, Cape Lopez et Gamba. Les terminaux d'exportation de pétrole de Cape Lopez et de Gamba ont des capacités de stockage de 4 millions de barils et de 1.4 million de barils, respectivement.

La raffinerie de Sogara est la seule raffinerie du pays, la capacité de raffinage du pétrole du pays est prévue de rester stable (Intelligence, 2021). Cette raffinerie vétuste a une capacité de distillation de pétrole brut de 24 000 bpi (EIA, 2020) (AFREC, 2022).

Secteur en aval

Un dépôt communal de détail est situé à Libreville, avec une capacité de stockage d'environ 18 000 tonnes de diesel, 7 000 tonnes d'essence et jusqu'à 800 000 tonnes de GPL. Les infrastructures de stockage sont fonctionnelles et capables de répondre à la demande, principalement en raison d'une diminution globale des activités consommatrices de carburant.

1.6.4.2 Chaîne de valeur du gaz naturel

Secteur en amont

On estime que le Gabon détient des réserves de gaz naturel supérieures à 0.9 tcf, avec un taux de production de près de 18 bcf pour 2020, dont la majeure partie est associée à des gisements de pétrole brut (OPEC, n.d.).

Secteur intermédiaire

La seule infrastructure de transport de gaz naturel actuellement établie au Gabon est le réseau privé de 450 km de gazoducs (et de stations de compression) de Perenco, qui relie les réserves de gaz aux centrales électriques de Libreville et de Port Gentil.

Une usine de GPL de 15 000 tonnes par an à Batanga devrait être opérationnelle d'ici 2023 (Hawilti, 2021).

Secteur en aval

Le Gabon consomme la totalité du gaz naturel produit dans le pays. La plupart du gaz est réinjecté dans les puits de pétrole pour améliorer la récupération du pétrole ou brûlé à la torche. Seule une petite quantité, environ 40 MPCSJ, est monétisée pour la production d'électricité à Libreville (75 MW) et Port Gentil (105 MW) (Hawilti, 2021).

Perenco exploite une station-service privée pour 40 de ses propres véhicules à Port Gentil (Hawilti, 2021).

Le Gabon compte monétiser principalement le gaz torché pour produire de l'électricité, fabriquer de l'urée et du méthanol, ainsi que du GPL, du GNC et du micro-GNL pour fournir du carburant aux industries isolées (Hawilti, 2021).

Gabon Power Company a signé un accord de concession avec Wärtsilä pour la mise en place d'un nouveau projet de conversion gaz-électricité de 120 MW à Owendo (Hawilti, 2021).

1.6.4.3 Transactions

Pétrole brut

Le pétrole brut est exporté par bateau vers des pays d'Asie et d'Europe. La part de la Chine dans les exportations totales de pétrole brut du Gabon a augmenté de façon significative, passant de 15 % en 2015 à 74 % en 2019, les autres principales destinations d'exportation étant Singapour, la Corée du Sud, l'Australie, la Malaisie et l'Italie. (Administration, US Energy Information, 2022).

Environ 196 000 bpi ont été exportés en 2020 (OPEC, n.d.).

Gaz naturel

Le pays n'exporte pas le gaz naturel produit, seule une petite quantité étant consommée au niveau national.

Produits pétroliers raffinés

Le Gabon exporte des produits pétroliers raffinés vers les Pays-Bas, la Belgique, le Nigeria, l'Estonie et le Zimbabwe (OEC, 2022).

Le Gabon importe également des produits pétroliers raffinés de France, du Sénégal, de Belgique, des EAU et du Portugal (OEC, 2022).

1.6.4.4 Perspectives énergétiques

Près de la moitié de l'électricité produite au Gabon provient de l'hydroélectricité, le reste étant principalement attribué aux énergies non renouvelables (combustibles fossiles) (IRENA, 2021).

La population croissante et urbanisée du Gabon et son développement industriel exercent une pression sur la capacité de production d'électricité du pays. Pour répondre à la demande d'électricité du pays, le Gabon continue d'investir dans de nouvelles centrales hydroélectriques. Une nouvelle centrale hydroélectrique de 34 MW sur la rivière Mbei devrait être achevée d'ici 2023 (Administration, US Energy Information, 2022).

Wärtsilä et Gabon Power Company ont signé un accord de concession pour le développement d'un nouveau projet de conversion gaz-électricité de 120 MW à Owendo (Wärtsilä, 2021).

2. Analyse PESTLE

L'analyse PESTLE examine plusieurs facteurs externes pouvant avoir une influence sur l'orientation, l'organisation et le contenu de la stratégie de développement du pétrole et du gaz en Afrique. Ce processus permet à une organisation de planifier stratégiquement les changements qui pourraient être nécessaires à sa structure ou de se faire une idée des diverses influences qu'elle doit prendre en compte.

Les critères PESTLE sont axés sur les potentialités et les questions liées aux considérations politiques, économiques, socioculturelles, technologiques, juridiques et environnementales relatives au développement durable du marché du pétrole et du gaz dans le contexte africain.

Vous trouverez ci-dessous une analyse PESTLE pour chaque pays et chaque région.

2.1 Pays d'Afrique du Nord

2.1.1 Algérie

2.1.1.1 Facteurs politiques

L'économie de l'Algérie est largement basée sur les revenus du pétrole et du gaz. Cependant, l'influence des militaires sur la politique algérienne a affecté les accords pétroliers et gaziers avec les investisseurs étrangers. L'administration précédente a été accusée de mauvaise gestion et de corruption concernant les revenus du pétrole, mais le président nouvellement élu, Abdelmadjid Tebboune, a promis de poursuivre les réformes.

Le pays a obtenu un taux de 33 % sur l'indice de perception de la corruption de Transparency International en 2021, ce qui indique une perception élevée de la corruption publique.

Bien qu'elle soit toujours considérée comme un pays politiquement instable, la stabilité politique s'est légèrement améliorée, enregistrée à -0,86 pour 2020, selon l'indice de stabilité politique de l'économie mondiale.

L'Algérie a signé un accord-cadre sur le commerce et l'investissement (TIFA) avec les États-Unis et a ratifié un accord d'association avec l'UE. Le pays est membre de la zone de libre-échange arabe, de la zone de libre-échange continentale africaine (ZLECAf) et de l'OPEP.

Les relations avec le Maroc se sont dégradées en raison de la question de la souveraineté du Sahara occidental, et les relations diplomatiques ont été rompues à la fin du mois d'août 2021. L'Algérie, principal fournisseur de gaz du Maroc, a également annoncé en octobre 2021 la fermeture officielle du gazoduc Maghreb-Europe.

2.1.1.2 Facteurs économiques

L'économie de l'Algérie a été classée comme moins résiliente sur le plan économique selon l'indice de résilience économique de la Banque africaine de développement. L'économie du pays connaît une reprise fragile, soutenue par un rebond de la production, des exportations et des prix des hydrocarbures.

En septembre 2021, un plan d'action a été présenté, avec pour ambition de favoriser la transition de l'économie vers un modèle de croissance durable, tiré par le secteur privé, et de rétablir les équilibres macroéconomiques. Le plan d'action a réaffirmé l'engagement du pays à freiner les importations et à stimuler les exportations hors hydrocarbures.

Le taux de croissance annuel du PIB est passé de 6,3 % en 2020 à 3,4 % en septembre 2021. L'inflation est passée de près de 9,2 % en 2020 à 9,3 % en novembre 2021.

Le pays a été classé dans la catégorie des pays à revenu intermédiaire inférieur par la Banque mondiale en 2020, avec un coût de la vie 2,22 fois moins cher que la moyenne mondiale, ce qui en fait un lieu potentiellement attractif pour les investissements pétroliers et gaziers.

2.1.1.3 Facteurs sociaux

Le marché du travail en Algérie s'est amélioré au cours de la dernière décennie, avec un indice de capital humain de 0,53 selon la Banque mondiale.

En 2020, le taux d'activité a augmenté pour atteindre près de 45 %, le taux de chômage se maintenant autour de 12,8 %. Néanmoins, il existe encore plusieurs défis liés aux niveaux élevés de fragmentation du marché du travail.

L'Algérie a un taux de croissance démographique de 1,85 %, avec près de 74 % de ses résidents vivant dans les zones urbaines et les villes.

2.1.1.4 Facteur technologiques

L'Algérie dispose d'un segment mobile bien établi, de services 3G et 4G, et déploie un réseau de fibre optique à l'échelle du pays. Le Wi-Fi, bien qu'il n'en soit qu'à ses débuts en Algérie, est une technologie très recherchée, en particulier par les utilisateurs finaux potentiels du gouvernement et des entreprises.

L'Algérie dispose d'un système de câble de communication sous-marin à fibres optiques méditerranéen, SEA-ME-WE 4, d'une capacité de 4.6Tbps.

2.1.1.5 Facteurs juridiques

La loi n° 05-07 couvre toutes les questions relatives aux activités pétrolières et gazières en Algérie et a remplacé la loi n° 86-14. Conformément à la loi, toutes les ressources pétrolières et gazières en Algérie sont la propriété de l'État. La loi n° 05-07 a été remplacée en décembre 2019 par la loi n° 19-13. Toutefois, conformément à la nouvelle loi, les contrats existants en vertu de la loi précédente (loi n° 05-07) restent en vigueur mais ne peuvent être prolongés ou renouvelés.

La loi n° 19-13 a introduit un certain nombre de changements, notamment la suppression des impôts et taxes pour les entités établies au profit de l'État et des autorités locales, l'exonération de la taxe de sécurité sociale pour les travailleurs étrangers dans les domaines du raffinage et de la pétrochimie et l'extension du contrat d'exploration et d'exploitation des hydrocarbures à 30 ans, avec une période d'extension maximale de dix ans. La nouvelle loi a également introduit la valorisation de la composante locale, avec une préférence accordée aux entreprises algériennes pour la fourniture de biens et de services produits en Algérie, réintroduit les accords de partage de la production et réduit la complexité du précédent cadre pétrolier en simplifiant la structure des conditions fiscales. Les entités étrangères sont tenues de continuer à payer la taxe de surface, la redevance, l'impôt sur les revenus des hydrocarbures et l'impôt supplémentaire sur le revenu.

2.1.1.6 Facteurs environnementaux

Comme dans la plupart des pays d'Afrique du Nord, la désertification est le problème majeur de l'environnement en Algérie.

La loi n° 01-19 prescrit la gestion, le contrôle et l'élimination des déchets, tandis que la loi n° 03-10 dicte les règles de protection générale de l'environnement, visant à mettre en œuvre une politique nationale de protection de l'environnement dans le cadre du développement durable.

La loi 02-02, relative à la protection et à la valorisation de la zone marine côtière, définit le cadre des interventions sur le littoral, tandis que la loi 04-05 prescrit l'aménagement du territoire.

2.1.2 Égypte

2.1.2.1 Facteurs politiques

En raison de la période d'instabilité politique qui a suivi le soulèvement de 2011, combinée à la crise de perturbation des prix du pétrole

brut en 2014, et plus récemment à la pandémie de Covid-19, qui a entraîné un ralentissement économique mondial, la production et les réserves de pétrole brut ont considérablement diminué dans le pays au cours des six dernières années.

L'indice de perception de la corruption établi par Transparency International en 2021 classe l'Égypte à 33 %, ce qui indique la perception d'un service public très corrompu.

À partir de 2020, le pays reste politiquement instable (-1.21), selon l'indice de stabilité politique de l'économie mondiale.

L'Égypte est membre de l'Organisation des pays arabes exportateurs de pétrole depuis 1973, et il convient de citer l'accord de prêt et de garantie pour les investissements dans le secteur du gaz naturel entre l'Égypte et la Banque internationale pour la reconstruction et le développement (BIRD), en plus d'environ 115 traités bilatéraux d'investissement (TBI) et conventions de double imposition (CDI) signés avec plus de 58 pays.

Le pays est signataire d'un certain nombre d'accords commerciaux internationaux, notamment la ZLECAf, l'accord de libre-échange (ALE) entre l'Union européenne (UE) et l'Égypte (accord d'association), l'ALE entre la Turquie et l'Égypte, l'ALE d'Agadir, le Marché commun de l'Afrique orientale et australe (COMESA), la Zone de libre-échange panarabe (GAFTA) et l'ALE MERCOSUR-Égypte.

L'Égypte a réussi à faire reculer le terrorisme dans la région du Sinaï, et l'Égypte et l'Éthiopie sont en désaccord au sujet du barrage éthiopien sur le Nil.

2.1.2.2 Facteurs économiques

La croissance, les sources de revenus étrangers et la dette publique ont été affectées par la Covid-19, mais s'améliorent maintenant grâce à des effets de base favorables, à la reprise de la conjoncture mondiale et à l'assouplissement des restrictions. L'économie égyptienne a été classée comme moins résiliente sur le plan économique selon l'indice de résilience économique de la Banque africaine de développement.

Selon le Fonds monétaire international, l'Égypte était l'une des rares économies de marché émergentes à connaître une croissance (1.3 %) en 2020, principalement grâce aux incitations et au soutien du gouvernement aux secteurs touchés par la pandémie de Covid-19.

Le taux d'inflation de l'Égypte, qui était de 5.9 % en 2021, s'est accéléré pour atteindre 7.3 % en

janvier 2022, tout en restant dans la fourchette cible (5 % - 9 %) fixée par la banque centrale.

La notation de l'Égypte est de B selon Standard & Poor, tandis que Moody a indiqué B2, et Fitch a affirmé B+.

L'Égypte a été classée dans la catégorie des pays à revenu intermédiaire inférieur par la Banque mondiale en 2020, le coût de la vie y étant 2.14 fois moins élevé que la moyenne mondiale.

2.1.2.3 Facteurs sociaux

Le peuple égyptien est confronté à des défis considérables en raison d'une croissance démographique rapide, d'une pauvreté profonde et croissante, d'un chômage généralisé chez les jeunes, d'une pénurie d'eau imminente sur le Nil et de menaces pour la sécurité alimentaire dues au changement climatique.

Selon les données de la Banque mondiale, le taux d'activité de la main-d'œuvre égyptienne a continué à diminuer pour atteindre 41.5 % en 2020, une tendance à la baisse qui a été observée au cours de la dernière décennie et qui pourrait indiquer une limitation future potentielle du nombre de ressources disponibles pour servir les nouveaux développements pétroliers et gaziers. L'indice du capital humain de l'Égypte, selon la Banque mondiale, était de 0.49.

Le taux de chômage en Égypte a légèrement augmenté à 7.5 % au quatrième trimestre de 2021, après une forte baisse par rapport aux 9.6 % signalés en 2020.

La plus forte concentration des habitations se trouve toujours près des rives du Nil.

2.1.2.4 Facteur technologiques

Malgré une bonne croissance entre 2020 et 2021 et une forte utilisation du mobile, la pénétration de l'internet en Égypte reste inférieure à 60 %.

La position géographique de l'Égypte permet une traversée efficace de la mer Rouge à la mer Méditerranée pour les systèmes de câbles sous-marins. Il existe désormais six grandes stations de réception pour les câbles sous-marins traversant l'Égypte, avec 17 systèmes de câbles sous-marins reliant l'Égypte, ainsi que des câbles terrestres transfrontaliers avec la Libye et le Soudan.

L'Égypte a adopté une stratégie et des mesures énergiques pour transformer les services pub-

lics existants et l'écosystème communautaire en un écosystème entièrement numérique et axé sur les données, afin de fournir des services publics de manière plus rapide et plus simple.

Tous les services publics doivent être fournis aux citoyens par voie numérique dans tout le pays. Les citoyens égyptiens, où qu'ils se trouvent sur le territoire national, pourront bénéficier de ces services en format numérique. Plusieurs méthodes de paiement en ligne des frais de service ont été mises à disposition.

2.1.2.5 Facteurs juridiques

L'article 32 de la Constitution égyptienne de 2014 prévoit que toutes les ressources naturelles sont la propriété de l'État, auquel est conféré uniquement le droit de contrôler l'exploitation et le développement de celles-ci.

Le secteur pétrolier et gazier est généralement réglementé par un certain nombre de lois et de règlements, notamment la loi sur les mines et les carrières n° 66 de 1953, modifiée par la loi n° 86 de 1956 et son règlement d'application publié par le décret ministériel n° 758 de 1972 (appelée loi sur les matières combustibles) ; d'autres modifications ont été apportées à la loi n° 198 de 2014, et publiées par la loi n° 145 pour 2019, en plus de son règlement d'application en 2020 ; la loi sur les activités du marché du gaz n° 196 de 2017 et son règlement d'application publié par le décret du Premier ministre n° 239 de 2018 ; la loi sur les oléoducs n° 196 de 2017 et son règlement d'application publié par le décret du Premier ministre n° 239 de 2018 ; la "loi sur les oléoducs" n° 4 de 1988 et son règlement d'application publié par le décret du ministère du Pétrole n° 292 de 1988 ; et la loi sur l'environnement n° 4 de 1994 (loi sur l'environnement) et son règlement d'application publié par le décret du Premier ministre n° 338 de 1995.

Les règlements adoptés par le COMESA peuvent également s'appliquer aux entreprises exerçant des activités pétrolières et gazières en Égypte.

2.1.2.6 Facteurs environnementaux

L'Égypte est signataire de plusieurs conventions et protocoles environnementaux consacrés à la protection de la mer Méditerranée contre la pollution et à la gestion des déchets dangereux. L'Égypte a notamment adhéré au Plan d'action pour la Méditerranée (PAM) (Convention de Barcelone) de 1975/1976, ainsi qu'à la Convention internationale sur la responsabilité civile pour les dommages dus à la pollution par les hydrocarbures (Convention de Bruxelles) de 1969, signée en 1989. L'Égypte est également membre de l'Organisation maritime internationale (OMI) depuis 1958.

Au niveau national, bien qu'il n'existe pas de loi spéciale exclusivement consacrée aux activités pétrolières et gazières en amont, la loi sur les matières combustibles et ses règlements exécutifs, ainsi que la loi égyptienne sur l'environnement, réglementent plusieurs questions liées à l'environnement en ce qui concerne les opérations pétrolières et gazières.

2.1.3 Libye

2.1.3.1 Facteurs politiques

La Libye est politiquement instable, avec une valeur de -2.48 selon l'indice de stabilité politique de Global Economy. Les troubles politiques en Libye sont entrés dans une nouvelle phase, suite à la sélection par la Chambre des représentants de Fathi Bashagha comme nouveau Premier ministre rival le 10 février 2022, séparant la Libye en deux administrations politiques opposées. En cas d'effondrement plus important de la stabilité ou de retour à la guerre, les parties pourraient être tentées d'arrêter une nouvelle fois la production pour exercer une pression sur Tripoli, comme l'ont fait les forces basées à l'est pendant une grande partie de 2020, lorsque presque toutes les exportations ont été suspendues pendant des mois.

Dans l'indice de perception de la corruption de Transparency International pour 2021, la Libye a obtenu un taux de 17 %, ce qui indique une perception dominante d'un service public très corrompu.

La Libye est membre de l'OPEP mais est exemptée des quotas de production de l'OPEP.

La Libye a fait une demande d'adhésion à l'Organisation mondiale du commerce (OMC) et, dans le cadre de cette demande, a mis en œuvre de nombreuses réformes de libéralisation du commerce, telles que la réduction du nombre de monopoles d'État importateurs, la limitation du nombre d'interdictions d'importation, la suppression des licences pour la plupart des marchandises et la réduction des subventions.

La Libye est signataire de la Grande zone arabe de libre-échange (GAFTA) et de l'Union du Maghreb arabe (UMA), et entretient des liens avec la Communauté des États sahélo-sahariens (CEN-SAD) et le Marché commun de l'Afrique orientale et australe (COMESA). Elle a conclu des accords commerciaux bilatéraux avec le Maroc et la Jordanie. La Libye est le seul pays méditerranéen, à l'exception de la Syrie, qui n'a pas encore conclu d'ALE avec l'UE.

Ces dernières années, le pays a servi de point de transit majeur pour les migrants vers l'Europe, ainsi que de source de tension internationale, les gouvernements concurrents de l'ouest et de l'est luttant pour la domination nationale.

Malgré l'accord de cessez-le-feu conclu en octobre 2020 entre les factions belligérantes, la situation politique et sécuritaire reste fragile et volatile.

2.1.3.2 Facteurs économiques

L'économie libyenne a été classée comme moins résiliente économiquement selon l'indice de résilience économique de la Banque africaine de développement, l'économie dépendant presque entièrement des exportations de pétrole et de gaz.

Le PIB réel du pays s'est contracté de plus de 60 % en 2020, ce qui représente la plus forte baisse en Afrique du Nord, en raison de l'intensification de la guerre civile et de la baisse des prix du pétrole qui a réduit les revenus d'une production pétrolière déjà en baisse. Fitch prévoit une croissance du PIB réel de 4.6 % en 2022, grâce à la poursuite de l'augmentation de la production d'énergie, à la diminution des facteurs défavorables de la Covid-19 et à la tenue d'élections présidentielles et parlementaires.

Selon les déclarations du gouverneur de la Banque centrale de Libye, Sadiq Al-Kabir, la Libye doit augmenter sa production de pétrole de 40 % par rapport aux niveaux actuels pour faire face à ses dépenses et relancer son économie.

Le taux d'inflation de la Libye est tombé à 3.90 % en décembre 2021, et le taux d'intérêt du pays devrait évoluer autour de 3 % en 2022 selon les modèles économétriques.

La notation de la Libye est de BB selon Standard & Poor et Fitch a affirmé B.

La Libye est classée parmi les pays à revenu moyen supérieur, le coût de la vie y étant inférieur de 31.28 % à celui des États-Unis.

2.1.3.3 Facteurs sociaux

L'économie de guerre a fait grimper les coûts, et les pénuries de médicaments et les coupures de courant se multiplient. Les civils risquent également d'être victimes de l'imprévisibilité des combats, et les enlèvements par les milices contre rançon sont monnaie courante.

Le taux de chômage en Libye a augmenté à 19.39 % en 2020, contre 18.34 % en 2019, principalement en raison de la pandémie de Covid-19. Les salaires élevés et les avantages non salariaux substantiels du secteur public ont conduit à des attentes exagérées en matière de revenus, exacerbant ainsi la situation du chômage.

Les revenus pétroliers ont permis au gouvernement de compter sur les travailleurs étrangers pour répondre aux besoins en compétences du marché du travail, malgré un taux d'activité d'environ 52.8%. Les employeurs privés libyens considèrent que les travailleurs libyens ne sont pas fiables et ne sont pas motivés, et qu'ils manquent de compétences cognitives et non cognitives.

2.1.3.4 Facteur technologiques

L'infrastructure de la Libye a été gravement endommagée par la guerre civile, le sabotage et la négligence.

Les sanctions imposées par les Nations unies à la Libye, qui ont duré onze ans, ont eu un impact négatif sur le progrès des technologies de l'information en Libye, car de nombreuses organisations ont été privées de la possibilité d'améliorer leurs capacités et de participer à ce que l'on appelle l'ère de l'information. Néanmoins, le secteur des infrastructures d'information et de communication en Libye progresse régulièrement.

Le pays dispose d'un système de câble sous-marin sans répétiteur de 425 km reliant Darnah en Libye à La Canée en Grèce, à travers la mer Méditerranée, avec une capacité de 1.2Tbps.

2.1.3.5 Facteurs juridiques

La loi sur le pétrole n° 25 de 1955 est le principal fondement juridique de la Libye. Toutefois, la loi et les concessions ont été modifiées de manière significative en 1961, 1965 et 1970, les conditions étant sensiblement modifiées en faveur du gouvernement. L'accord de partage de la production (PSA) actuel est l'EPSA IV, qui a été introduit en 2005.

Les règlements adoptés par le COMESA peuvent également s'appliquer aux entreprises ayant des activités pétrolières et gazières en Libye.

2.1.3.6 Facteurs environnementaux

La protection de l'environnement a eu peu d'impact en Libye dans le passé, malgré l'existence d'une loi sur le sujet (loi n° 7/82). Cela pourrait être dû aux problèmes politiques qui ont isolé la Libye du reste du monde. L'ouverture de l'économie libyenne au reste du monde a incité le gouvernement à donner la priorité à la conservation de l'environnement, ce qui s'est traduit par l'adoption d'une nouvelle loi sur l'environnement lors du congrès libyen en 2003, qui a permis de relever les défis envi-

ronnementaux contemporains et d'accroître la sensibilisation à l'environnement. Cette prise de conscience a abouti à la promulgation de la loi libyenne sur l'environnement (loi n° 15/03).

2.1.4 Mauritanie

2.1.4.1 Facteurs politiques

Le système politique mauritanien est l'hyper-présidentialisme. La politisation des identités et l'implication des militaires dans la politique sont les principales questions politiques en Mauritanie. Les données de l'indice de stabilité politique pour 2020 indiquent que le pays demeure politiquement instable (-0.75).

Selon l'indice de perception de la corruption de Transparency International en 2021, la perception de la corruption publique par les Mauritaniens est élevée, notée à 28 %.

La Mauritanie est membre de l'OMC depuis 1995, mais ne participe guère aux activités de l'OMC, faisant surtout appel à son assistance technique. Le pays ne participe pas activement aux accords commerciaux régionaux, mais a signé à nouveau l'accord commercial de la Communauté économique des États de l'Afrique de l'Ouest (CEDEAO) en 2017. L'UMA, dont le pays est un membre fondateur, n'est pas opérationnelle dans la pratique. La Mauritanie a ratifié la zone de libre-échange panarabe, mais elle n'a encore pris aucune mesure pour accorder des préférences commerciales (tarifaires ou autres) dans le cadre de cet accord. Bien que le pays ait conclu divers accords commerciaux bilatéraux, les concessions tarifaires n'ont pas été appliquées. Néanmoins, la Mauritanie a bénéficié de l'initiative "Tout sauf les armes" de l'UE, depuis 2008. La Mauritanie a également bénéficié de la loi américaine sur la croissance et les opportunités en Afrique (AGOA) et du système de préférences généralisées (SPG) pour les produits pétroliers bruts.

La Mauritanie a des accords commerciaux bilatéraux avec l'Algérie, la Gambie, le Maroc, la Tunisie, la Chine, le Koweït, le Qatar, la Turquie et le Soudan.

Le pays reste l'exception aux vagues de violence (et de déstabilisation associée) ayant lieu dans le Sahel, avec des inquiétudes quant à la possibilité que des groupes armés opèrent à proximité des frontières mauritaniennes.

2.1.4.2 Facteurs économiques

Selon la Banque mondiale, la Mauritanie est classée dans la catégorie des économies à revenu moyen inférieur, et la Banque africaine de développement la considère comme moins résiliente sur le plan économique en raison de sa forte dépendance à l'égard du secteur extractif (fer).

Le déclin de l'économie mondiale en 2020 causé par la pandémie Covid-19 a fait reculer

le PIB réel mauritanien de 3.6 %, après avoir connu une croissance de 5.9 % en 2019. Le PIB réel devrait croître de 4.2 % en 2022, grâce aux investissements privés et publics qui ont été relancés et aux réformes structurelles.

L'inflation serait de 2.7 % en 2020, ce qui est inférieur à l'objectif de 4 % prévu par les autorités monétaires, mais reste supérieur aux 2.3 % de 2019.

L'exploitation du champ gazier offshore GTA en 2021/22, dont la production devrait commencer en 2023, renforcera les perspectives économiques à court terme.

Selon l'analyse de viabilité de la dette menée par le Fonds monétaire international, les risques de surendettement extérieur et public sont graves en Mauritanie. La dette publique extérieure, exprimée en pourcentage du PIB, devrait atteindre 68 % en 2022, soit bien plus que les 40 % considérés comme viables.

Les perspectives à moyen terme sont globalement favorables, avec une croissance qui devrait se redresser progressivement pour atteindre une moyenne de 4.1 % en 2021 et 2023, tout en maintenant une position budgétaire solide.

Le coût de la vie en Mauritanie est faible par rapport à d'autres endroits du monde.

2.1.4.3 Facteurs sociaux

Le taux de participation de la main-d'œuvre du pays était d'environ 44.5 %, principalement dans les secteurs de l'agriculture et de la pêche. Récemment, les importantes réserves de pétrole et de gaz de la Mauritanie ont attiré d'importants investissements étrangers, mais près de la moitié de la population vit toujours dans la pauvreté.

Le chômage en Mauritanie a augmenté à 10.70 % en 2020, contre 10.10 % en 2019, la majorité de la population étant mal équipée pour entrer dans la vie active. La qualité de l'enseignement serait faible, avec un taux d'alphabétisation de 53.5 % et un indice de capital humain de seulement 0.38 selon la Banque mondiale.

Environ 60 % des 4.85 millions de personnes vivant en Mauritanie résident à proximité d'une grande ville.

2.1.4.4 Facteur technologiques

Bien que le pays progresse lentement en termes de technologie, les infrastructures et les fonds nécessaires à cette progression ne sont pas disponibles.

Le projet de réseau national de fibre optique en Mauritanie, qui fait partie du Programme régional d'infrastructures de communication d'Afrique de l'Ouest (WARCIP), a été achevé

en 2021. Nouakchott sert également de point d'atterrissage pour le système de câble de l'Africa Coast to Europe (ACE), renforçant ainsi la connexion du réseau international entre les deux continents.

2.1.4.5 Facteurs juridiques

Le secteur pétrolier et gazier en Mauritanie est régi par un système juridique autour de la loi pétrolière de 1988.

La principale législation régissant les activités d'exploration et de production pétrolières comprend la loi n° 2010-33, modifiée par la loi n° 2011-044 et la loi n° 2015-016 (le "code pétrolier"). En raison de la nature générale du Code pétrolier, la plupart des dispositions spécifiques régissant l'exploration et la production pétrolières sont incluses dans les accord de partage de la production (PSA).

Les lois et les contrats types adoptés nécessitent des modifications, et ce travail est en cours.

2.1.4.6 Facteurs environnementaux

La stratégie nationale de l'environnement pour le développement durable a commencé par la promulgation de la politique de l'environnement et du développement durable en 2017.

En matière de prévention des risques de pollution sous-marine, la Mauritanie est engagée dans le Plan Pollution Maritime (POLMAR) et a adopté une loi sur la prévention et la lutte contre la pollution marine en 2011, amendée en juillet 2013, assurant la transposition dans son droit national des réglementations internationales en la matière.

2.2 Pays d'Afrique de l'Est

2.2.1 Soudan et Sud-Soudan

2.2.1.1 Facteurs politiques

Sud-Soudan

L'instabilité politique (-2.1 selon l'indice de stabilité politique de Global Economy) au Sud-Soudan a constitué un problème majeur pour l'industrie pétrolière du pays, entraînant une guerre civile qui a fait au moins 380 000 morts et 4 millions de déplacés.

La perception de la corruption publique au Sud-Soudan était de 11 % dans l'indice de perception de la corruption de Transparency International pour 2021. Le pays s'efforce actuellement de mettre en place des institutions

solides et de lutter contre la corruption. La corruption a découragé certains investisseurs d'investir dans l'industrie pétrolière et le gouvernement tente de réformer certaines politiques et d'établir de nouvelles lois.

L'accord politique conclu entre le Sud-Soudan et le Soudan en 2012 stipule l'accord tarifaire pour le pétrole brut du Sud-Soudan vers Port Soudan. Toutefois, le Sud-Soudan est actuellement à la recherche d'investisseurs dans le secteur de la raffinerie afin de réduire les coûts facturés par le gouvernement soudanais pour l'exportation de produits pétroliers.

Outre les relations commerciales dynamiques et durables qu'il entretient avec ses voisins, le Sud-Soudan a également des liens économiques à long terme avec la République centrafricaine (RCA), l'Éthiopie, le Kenya et l'Ouganda. Le Sud-Soudan a signé des accords bilatéraux d'investissement avec les Émirats arabes unis et le Maroc, mais aucun n'est en vigueur.

Soudan

Les guerres civiles ont entraîné une instabilité politique (-1.76 selon l'indice de stabilité politique de Global Economy) et entravé la production de pétrole brut au Soudan. Le coup d'État militaire de 2021 a également remis en cause la stabilité politique, entraînant le chaos et des protestations dans le pays qui, d'une manière ou d'une autre, affectent les activités d'exploitation du pétrole et du gaz.

Dans l'indice de perception de la corruption de Transparency International pour 2021, le Soudan a été noté comme ayant un niveau élevé de perception de la corruption publique, rapporté à 20 %.

La production de pétrole au Soudan a sensiblement diminué après l'indépendance du Sud-Soudan, car la plupart des grands champs pétrolifères producteurs sont situés au Sud-Soudan. Cependant, il a également accéléré l'exploration et le développement d'autres champs dans le but d'augmenter les revenus pétroliers du gouvernement.

Le Soudan est membre de l'Autorité intergouvernementale pour le développement (IGAD) et du COMESA. À l'exception de la RCA, qui est membre de la Communauté économique des États d'Afrique centrale (CEEAC), tous les autres États limitrophes du Sud-Soudan sont membres soit du COMESA, soit de l'IGAD, soit des deux.

2.2.1.2 Facteurs économiques

Sud-Soudan

Le secteur pétrolier du Sud-Soudan représente 70 % du PIB et plus de 90 % des recettes publiques. Le pays est considéré comme moins résilient sur le plan économique par la Banque africaine de développement.

L'apparition de la pandémie de Covid-19 en 2020 a fait dérailler la reprise économique naissante du Sud-Soudan. Par conséquent, le PIB réel a diminué de 3.6 % en 2020, après avoir progressé de 7.4 % en 2019. En 2022, le PIB réel devrait augmenter de 2.5 % grâce aux dividendes de la paix et à un rebond de la production et des exportations de pétrole.

L'inflation a augmenté à 31.1 % en 2020 en raison des chocs de l'approvisionnement, couplés à la monétisation du déficit budgétaire de l'État et à la dépréciation de la monnaie.

Les Nations unies ont désigné le Sud-Soudan dans la catégorie des pays moins développés, le coût de la vie y étant estimé à 1.85 fois moins cher que la moyenne mondiale.

Soudan

Le secteur du pétrole brut du Soudan contribue à plus de 55 % du PIB national. L'économie du pays est classée dans la catégorie des économies les moins résilientes selon l'indice de résilience économique de la Banque africaine de développement.

Le PIB réel s'est contracté de 8.4 % en 2020, après une contraction de 2.5 % en 2019, largement attribuée à l'effet de la pandémie Covid-19 sur les prix des matières premières, le commerce et les flux financiers.

L'inflation a grimpé à 124.9 % en 2020, principalement en raison de la dépréciation de la monnaie et de la monétisation du déficit budgétaire.

L'économie du Soudan devrait rester en récession, avec une croissance modeste prévue en 2022. Selon l'analyse de la viabilité de la dette effectuée par le Fonds monétaire international et la Banque mondiale, le Soudan est en situation de surendettement.

Le retrait récent du Soudan de la liste des États soutenant le terrorisme (SSTL) par les États-Unis devrait toutefois stimuler les flux financiers et favoriser la croissance économique.

Selon les Nations unies, le Soudan est classé parmi les pays les moins développés, le coût de la vie y étant 1.85 fois moins élevé que la moyenne mondiale.

2.2.1.3 Facteurs sociaux

En raison du tribalisme et du népotisme, les Sud-Soudanais et les Soudanais changent d'attitude en faveur d'autres secteurs tels que l'exploitation minière, l'agriculture, la pêche et l'entrepreneuriat, car les possibilités d'emploi dans l'industrie pétrolière sont très limitées.

L'héritage de la guerre civile, combiné aux effets cumulatifs d'années de conflit, d'instabilité politique et d'extrême pauvreté, a érodé les gains antérieurs en matière d'accès à l'éducation.

Sud-Soudan

Le taux de croissance démographique du Sud-Soudan ne serait que de 1.2 % en 2020, avec un taux de chômage estimé à 12.66 %.

Le taux d'activité de la main-d'œuvre du Sud-Soudan s'élèverait à 73.9 % en 2020, ce qui indique que des ressources adéquates sont disponibles pour les nouveaux développements pétroliers et gaziers, même si l'indice du capital humain de la Banque mondiale serait faible, avec un score de 0.30.

La population du Sud-Soudan est parmi les plus jeunes du monde, ce qui met à rude épreuve un système éducatif déjà très sollicité, caractérisé par des systèmes nationaux faibles et manquant de ressources.

Soudan

Le taux de croissance de la population soudanaise a été signalé à près de 2.4 % en 2020, avec une activité économique en demi-teinte qui fait passer la pauvreté de 48.3 % en 2019 à un taux estimé à 56 % en 2020.

Le taux de participation de la population active du Soudan a diminué pour atteindre 46.9 % en 2020, avec un faible indice de capital humain (0.38) selon la Banque mondiale.

L'éducation, les soins de santé et les autres services restent concentrés dans le centre de Khartoum et sont rares dans les zones environnantes. Les écoles formelles sont surpeuplées et le soutien du gouvernement a diminué avec la crise économique actuelle au Soudan.

2.2.1.4 Facteur technologiques

Sud-Soudan

Le Sud-Soudan a l'un des taux de pénétration de la téléphonie mobile les plus faibles d'Afrique, et la croissance du secteur dépend de la résolution de la crise politique et de la reprise de l'économie du pays.

Le marché pratiquement inexploité de l'internet et du haut débit dépend également dans

une large mesure de l'accès du pays aux câbles à fibres optiques internationaux et de la mise en place d'un réseau fédérateur national.

La première liaison internationale directe en fibre optique du Sud-Soudan, un câble de 200 km de fibre optique reliant Juba, la capitale, et l'Ouganda via Nimule par la société Liquid Intelligent Technologies, a été mise en service en février 2020. La fibre optique a été utilisée par les opérateurs mobiles, les transporteurs, les entreprises et les organisations gouvernementales.

Soudan

La croissance des technologies de l'information et de la communication (TIC) au Soudan s'est accélérée ces dernières années et est comparable aux moyennes régionales. Le pays peut se targuer d'avoir l'un des marchés des TIC les plus libéralisés d'Afrique, avec une forte présence multinationale, et est bien doté en connectivité par fibre optique à plusieurs câbles sous-marins. Trois systèmes de câbles sous-marins atterrissent à Port Soudan, en plus des liaisons terrestres avec l'Égypte et l'Éthiopie et d'une dorsale nationale en fibre optique de 10 000 km.

L'émergence de la concurrence dans les passerelles TIC grâce à la connectivité aux câbles sous-marins a permis d'obtenir des prix très attractifs pour les services TIC au Soudan, considérés comme les plus intéressants d'Afrique sub-saharienne.

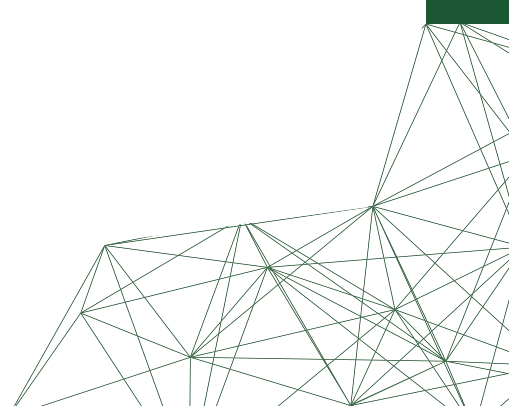
2.2.1.5 Facteurs juridiques

Sud-Soudan

Le Sud-Soudan a formulé et promulgué la loi sur le pétrole de 2012, qui régit toutes les activités liées au pétrole et au gaz, depuis l'exploration, le développement, la production et l'exportation de produits pétroliers.

Le pays a également promulgué la loi de 2013 sur la gestion des revenus pétroliers, qui a établi une structure formalisée pour la distribution des revenus pétroliers aux besoins budgétaires immédiats, à l'épargne et à la stabilisation des revenus, et aux transferts directs aux États producteurs de pétrole et aux communautés touchées.

Des lacunes importantes dans l'application de la loi sur le pétrole, 2012, et de la loi sur la gestion des revenus pétroliers, 2013, ont été signalées.



Soudan

Les lois qui régissaient l'industrie pétrolière au Soudan avant 1998 comprenaient la Loi sur les ressources pétrolières de 1972 et les Règlements sur les ressources pétrolières de 1973. Les contrats et accords conclus en vertu de ces lois étaient des concessions et ces lois ne permettaient pas au gouvernement de contrôler et de gérer ses ressources pétrolières au mieux de ses intérêts. En 1998, la nouvelle loi sur les richesses pétrolières (Loi sur les ressources pétrolières de 1998) a été formulée, et cette loi remplace toutes les lois associées précédentes.

Les règlements adoptés par le COMESA peuvent également s'appliquer aux entreprises menant des activités pétrolières et gazières au Soudan.

2.2.1.6 Facteurs environnementaux

Les deux gouvernements prévoient actuellement d'augmenter l'utilisation de sources d'énergie renouvelables telles que l'utilisation de l'hydroélectricité, de l'énergie éolienne et de l'énergie solaire.

South Sudan

Même si la loi sur la protection de l'environnement de 2001 n'est plus juridiquement contraignante au Sud-Soudan depuis son indépendance, elle reste un texte de loi important qui sert à donner des directives pour assurer la conservation de l'environnement dans le pays.

Le projet de loi sur la protection de l'environnement, 2015, est un autre texte législatif essentiel, qui stipule l'exigence d'audits environnementaux.

Sudan

Le Soudan est considéré comme l'un des premiers pays africains à avoir formulé une législation relative à l'environnement et aux ressources naturelles.

La loi sur la protection de l'environnement de 2001 est la première législation relative à la gestion de l'environnement au Soudan. Deux problèmes majeurs sont liés à la loi sur la protection de l'environnement de 2001, à savoir la confusion sur les responsabilités et les mandats des différentes institutions et secteurs impliqués dans la gestion de l'environnement, et le manque de réglementations détaillées qui guident les exigences environnementales dans les différents secteurs.

La législation la plus détaillée sur la préservation de l'environnement dans l'industrie pétrolière et gazière est fournie par le Règlement pour la protection de l'environnement dans l'industrie pétrolière (amendement) 2005.

2.2.2 Tanzania

2.2.2.1 Facteurs politiques

Le pays est toujours considéré comme un pays politiquement instable selon l'indice de stabilité politique de 2020's Global Economy, rapporté à -0.41. La présidente Samia Suluhu Hassan a prêté serment le 19 mars 2021 en tant que sixième, et première femme, présidente de la République unie de Tanzanie. La nouvelle administration a maintenu la continuité du programme politique tout en ajustant ses politiques et ses programmes pour refléter un contexte social et économique en évolution.

Le pays a obtenu un taux de 39 % sur l'indice de perception de la corruption de Transparency International en 2021, ce qui indique une perception élevée de la corruption publique.

La Tanzanie est le seul pays d'Afrique de l'Est qui ne fait pas partie du COMESA. Au contraire, la Tanzanie est membre de la Communauté de développement de l'Afrique australe (SADC) et de la Communauté d'Afrique de l'Est et de son marché commun, ce qui permet la libre circulation des marchandises au sein de la CAE. La CAE a signé un accord-cadre sur le commerce et l'investissement avec les États-Unis en 2008.

La Tanzanie est également membre de la SADC et bénéficie d'accords commerciaux tels que l'AGOA et l'initiative "Tout sauf les armes" (TSA). Ces accords permettent aux produits tanzaniens d'accéder en franchise de droits aux marchés des États-Unis et de l'Union européenne.

La Tanzanie a conclu des accords bilatéraux d'investissement avec la Chine (en vigueur), le Canada (en vigueur), Oman (signé ; pas en vigueur), la Turquie (en vigueur), la Jordanie (signé ; pas en vigueur), le Zimbabwe (signé ; pas en vigueur), l'Italie (en vigueur), l'Égypte (signé, pas en vigueur), le Royaume-Uni (en vigueur), l'Allemagne (en vigueur), la Corée (signé ; pas en vigueur), la Suède (en vigueur), le Danemark (en vigueur), la Finlande (en vigueur), l'Afrique du Sud (signé, pas en vigueur) et l'île Maurice (en vigueur).

La réticence à prendre des décisions qui impliquent des engagements à long terme et le goût croissant pour la participation de l'État dans le secteur pétrolier ont compliqué la conclusion d'accords entre l'État et les investisseurs. En outre, l'inscription de l'instabilité dans la législation par le biais des contrats relatifs aux richesses et ressources naturelles (la loi de 2017 sur l'examen et la renégociation des clauses abusives, qui permet l'examen des contrats relatifs aux ressources naturelles)



et l'utilisation parallèle de méthodes ad hoc, telles qu'un examen continu des DSP au sein du bureau du procureur général, dissuadent les nouveaux investissements nécessaires.

2.2.2.2 Facteurs économiques

Les performances macroéconomiques globales de la Tanzanie restent solides, l'économie du pays étant considérée comme économiquement résiliente selon l'indice de résilience économique de la Banque africaine de développement.

En 2020, la Banque mondiale a déclaré que l'économie tanzanienne passait du statut de pays à faible revenu à celui de pays à revenu intermédiaire inférieur.

L'inflation est passée de plus de 4.2 % en 2021 à 4 % en janvier 2022. La croissance avait ralenti à 2.1% en 2020, contre 6.8% en 2019, à cause de la Covid-19. Toutefois, en septembre 2021, une hausse a été observée, la Tanzanie affichant une croissance annuelle moyenne du PIB de 5.2 %, principalement due à la construction et à l'industrie manufacturière du côté de l'offre et aux investissements du côté de la demande.

L'assainissement budgétaire du gouvernement a permis de réduire les dépenses récurrentes, mais l'effet négatif de la Covid-19 sur les recettes a fait passer le déficit budgétaire à 2.3 % du PIB en 2020, ce qui reste inférieur à l'objectif de 5 % fixé par le gouvernement.

Les perspectives économiques sont positives, le PIB réel devant augmenter de 6 % en 2023, grâce à l'amélioration des performances du secteur du tourisme et à la réouverture des corridors commerciaux.

La notation de la Tanzanie par l'agence Moody est de B2.

Le coût de la vie en Tanzanie est 1.26 fois moins élevé que la moyenne mondiale.

2.2.2.3 Facteurs sociaux

Le nombre de Tanzaniens vivant sous le seuil de pauvreté a augmenté, car la pandémie a affaibli les secteurs à fort potentiel d'emploi. La pauvreté et le chômage devraient rester élevés en raison de l'activité en baisse du secteur privé, le taux de chômage étant enregistré à 9.5 % en décembre 2020. En 2019, le taux de participation de la population active a dépassé 80 %, augmentant ainsi le potentiel d'investissement et de développement du pays.

Les données de la Banque mondiale montrent que l'indice du capital humain de la Tanzanie est faible, à 0.39.

La population est fortement concentrée dans les centres urbains (notamment Dar es Salaam, Mwanza, Zanzibar, Morogoro, Tanga, Arusha et Mbeya), sur les contreforts du Kilimandjaro

et sur la côte du lac Malawi. Cependant, le nombre croissant de réfugiés (en provenance notamment des pays voisins, le Rwanda, le Burundi et l'Ouganda) a accentué la pression sur l'économie et l'environnement local.

2.2.2.4 Facteur technologiques

La Tanzanie est l'un des pays d'Afrique subsaharienne qui se caractérise par un déficit massif en matière de science et de technologie.

Le secteur des TIC est celui qui connaît la croissance la plus rapide en Tanzanie. Il bénéficie d'une connexion à plusieurs systèmes de fibres sous-marines d'Afrique de l'Est (2Africa, EAS-Sy, Seacom, TEAMS) et possède le deuxième plus grand marché des télécommunications d'Afrique de l'Est, derrière le Kenya.

Actuellement, le gouvernement tanzanien construit le réseau national de câbles à fibres optiques, le National ICT Broadband Backbone (NICTBB). L'infrastructure améliorera l'utilisation des applications TIC pour un développement socio-économique durable, y compris la mise en œuvre de l'administration en ligne, de l'apprentissage en ligne, de la santé en ligne et du commerce électronique.

2.2.2.5 Facteurs juridiques

Les principales lois régissant l'industrie pétrolière et gazière comprennent la loi sur le pétrole de 2015, la loi sur l'autorité de régulation des services publics de l'énergie et de l'eau de 2006, la loi sur les industries extractives de Tanzanie (transparence et responsabilité) de 2015, la loi sur les revenus du pétrole et du gaz de 2015, la loi sur la gestion de l'environnement de 2004, la loi sur l'investissement de Tanzanie de 1997, la loi sur l'impôt sur le revenu RE 2008, les règlements sur le pétrole (généraux) de 2011, la politique nationale sur le gaz naturel de 2013, les règlements sur le pétrole (tarification du gaz naturel) de 2016 et les règlements sur le pétrole (contenu local) de 2017.

Les règlements adoptés par la SADC peuvent également s'appliquer aux entreprises menant des activités pétrolières et gazières en Tanzanie.

2.2.2.6 Facteurs environnementaux

La Tanzanie est confrontée à une dichotomie similaire à celle de l'Éthiopie en termes d'environnement. La capitale Dar es Salaam est rongée par la pollution et les infrastructures médiocres, tandis que les zones rurales sont fortement déboisées.

La loi sur la gestion de l'environnement prévoit un cadre juridique et institutionnel pour la gestion durable de l'environnement, décrivant les

principes de gestion, d'évaluation des impacts et des risques, de prévention et de contrôle de la pollution, de gestion des déchets, de normes de qualité environnementale, de participation du public, de conformité et d'application.

2.2.3 Ouganda

2.2.3.1 Facteurs politiques

L'Ouganda a peu de barrières commerciales formelles, bien que les inefficacités bureaucratiques, les coûts de transport élevés et l'afflux de produits de consommation contrefaits augmentent les coûts pour les entreprises étrangères.

L'Ouganda maintient un régime libéral en matière de commerce et de change. Néanmoins, la corruption endémique (27 % d'indice de perception de la corruption selon Transparency International pour 2021), la mauvaise gestion financière, un code fiscal complexe avec un important secteur informel non taxé et une répression politique croissante soulèvent des questions quant à l'engagement du gouvernement à favoriser un environnement stable et favorable aux investisseurs. L'incertitude politique à moyen et long terme augmente également les risques pour les entreprises et les investisseurs étrangers, l'Economie Mondiale classant l'Ouganda comme politiquement instable (-0.78).

L'Ouganda est éligible aux avantages commerciaux de l'AGOA et du SPG, bien que le pays n'ait pas conclu d'accords bilatéraux d'investissement ou d'ALE avec les États-Unis.

Le pays a officiellement ratifié la ZLECAf et est membre de la CAE, du COMESA et de l'accord d'Abuja de l'Union africaine. Dans le cadre de la CAE, l'Ouganda, le Kenya, le Rwanda, le Burundi, la Tanzanie et le Sud-Soudan ont créé une union douanière est-africaine destinée à promouvoir le libre-échange entre les six nations.

2.2.3.2 Facteurs économiques

La pandémie de Covid-19 et les mesures de confinement qui ont suivi pour empêcher la propagation du virus ont porté atteinte à l'économie ougandaise. L'économie du pays est toutefois considérée comme plus résiliente sur le plan économique selon l'indice de résilience économique de la Banque africaine de développement.

Le PIB réel a diminué de 0.5 % en 2020, après avoir augmenté de 7.5 % en 2019. Néanmoins, la banque centrale a maintenu l'inflation à 3.8%,

bien en dessous de l'objectif à moyen terme de 5 %. Le secteur financier a été soumis à une pression croissante en raison de la baisse de l'activité économique.

La notation de l'Ouganda est de B selon Standard & Poor, tandis que Moody a indiqué Caa1, et Fitch a affirmé B+.

L'Ouganda est classé parmi les pays à faible revenu, le coût de la vie y étant 1.58 fois moins élevé que la moyenne mondiale, ce qui confirme l'attrait potentiel de l'Ouganda pour les projets d'investissement dans le secteur du pétrole et du gaz.

2.2.3.3 Facteurs sociaux

Le groupe des travailleurs en Ouganda représente 46.49 % de la population. Près de la moitié de la population appartient à la catégorie des travailleurs, ce qui accroît le potentiel d'investissement et de développement du pays.

Le pays a obtenu un faible taux dans l'indice du capital humain, selon la Banque mondiale, avec 0.38 point.

Le taux de chômage en Ouganda a été enregistré à 2.44 % en 2020, et devrait se situer autour de 2.30 % en 2022 et 2.00 % en 2023.

La densité de la population est relativement élevée par rapport à d'autres nations africaines, la majeure partie de la population étant concentrée dans les parties centrale et méridionale du pays, en particulier le long des rives du lac Victoria et du lac Albert, à proximité des réserves de pétrole et de gaz associé.

2.2.3.4 Facteur technologiques

Actuellement, le pays est confronté à des défis concernant les technologies nécessaires pour gérer les activités pétrolières et gazières, notamment l'électricité, les TIC et les infrastructures.

La demande de TIC est élevée en Ouganda. Toutefois, les investisseurs doivent faire face à un environnement réglementaire difficile, notamment aux taxes sur les services et applications Internet importés.

Les besoins en infrastructures de l'Ouganda restent importants. Le gouvernement se concentre sur la construction de routes, notamment vers les régions productrices de pétrole, alors qu'il est toujours confronté à une pénurie de huit millions de logements, selon l'Autorité nationale de planification de l'Ouganda.

2.2.3.5 Facteurs juridiques

La législation pertinente régissant les activités d'exploration et de production pétrolières en Ouganda comprend le Petroleum (Exploration, Development and Production) Act, 2013, et le

Petroleum (Exploration and Production) (Conduct of Exploration) Regulations, S.I. 150-1.

Les règlements adoptés par le COMESA peuvent également s'appliquer aux entreprises menant des activités pétrolières et gazières en Ouganda.

2.2.3.6 Facteurs environnementaux

La loi 9 sur l'environnement national, promulguée en 1995 et modifiée ultérieurement par la loi sur l'environnement national, n° 5 de 2019, est la loi-cadre sur l'environnement.

D'autres lois et règlements environnementaux liés à l'industrie pétrolière et gazière comprennent les règlements nationaux sur l'environnement (gestion des déchets) S.I. no 49 de 2020, 153-2, les règlements sur le pétrole (gestion des déchets) S.I. no. 3 de 2019, les règlements sur l'environnement national (normes et contrôle du bruit), les règlements sur l'environnement national (gestion des zones humides, des berges des rivières et des lacs) 153-5, les règlements sur l'environnement national (normes de rejet d'effluents dans l'eau ou le sol) 2020, les règlements sur l'environnement national (prévention, préparation et réponse aux déversements d'hydrocarbures), 2020, les règlements sur l'environnement national (évaluation environnementale et sociale) S.I. n° 143 de 2020.

L'objectif de la politique nationale en matière de changement climatique (PNCC) est de garantir une approche harmonisée et coordonnée en vue d'une voie de développement résiliente au changement climatique et à faible émission de carbone pour un développement durable en Ouganda.

2.3 Pays d'Afrique australe

2.3.1 Angola

2.3.1.1 Facteurs politiques

L'Angola est devenu un exemple majeur de ce que l'on appelle la malédiction des ressources, qui fait référence à plusieurs autres problèmes sociologiques, économiques et politiques qui accompagnent généralement une poussée de prospérité basée sur les ressources naturelles.

Malgré la fin de la guerre civile en 2002, le pays reste politiquement instable (-0.52), selon l'indice de stabilité politique de l'économie mondiale.

Selon Transparency International, l'Angola a une perception élevée de la corruption publique (29 % en 2021). La bureaucratie excessive et le manque de transparence des règlements et des procédures de l'administration publique ont été cités comme certaines des causes de la corruption en Angola.

Les réformes nationales entreprises par les autorités, telles que le "programme de régénération" de Sonangol et la privatisation de nombreuses entreprises publiques, sont censées minimiser l'implication du gouvernement dans l'économie, réduire les risques budgétaires, améliorer la gouvernance, minimiser les distorsions de prix et promouvoir l'efficacité économique. La réforme proposée de la plus grande entreprise d'État, Sonangol, l'amélioration de la transparence de tous les comptes des entreprises d'État et la bonne mise en œuvre du programme de privatisation des entreprises d'État devraient atténuer les risques budgétaires importants dans l'économie dans le cadre du programme du FMI.

L'Angola est membre de l'OMC et de l'OPEP, et bénéficie de l'AGOA. Au niveau régional, l'Angola a signé (mais pas ratifié) la ZLECAf et est membre de la SADC, mais il n'est pas partie à l'Union douanière d'Afrique australe (SACU).

L'Angola peut tirer parti de son excellente situation géographique en tant que porte d'accès aux nations voisines, dont beaucoup sont enclavées, comme il l'a fait en concluant des accords douaniers avec ses pays voisins (Namibie, Zambie, République du Congo et RDC).

Des manifestations publiques contre le chômage élevé (en particulier le chômage des jeunes, qui est supérieur à 50 %), les possibilités économiques restreintes et la suspension des élections municipales (autrefois prévues pour 2020) ont été enregistrées.

2.3.1.2 Facteurs économiques

Selon l'indice de résilience économique de la Banque africaine de développement, l'Angola est considéré comme moins résilient sur le plan économique. L'économie angolaise, tirée par le pétrole, est en récession depuis 2016, ce qui a fait passer son ratio dette/PIB de 57.1 % en 2015 à 78.5 % en 2021.

La notation de l'Angola est de CCC+ selon Standard & Poor, tandis que Moody a indiqué Caa+ et Fitch a affirmé B- en raison d'une amélioration significative des paramètres budgétaires et extérieurs du pays, soutenue par un retour à une croissance économique positive, une gestion budgétaire saine et des prix du pétrole plus élevés.

Au cours des deux dernières années, des changements importants ont été mis en œuvre pour encourager la stabilité macroéconomique, l'investissement privé et une économie plus équilibrée, notamment une taxe sur la valeur ajoutée, une législation sur la responsa-

bilité fiscale, une libéralisation du système de taux de change et une loi sur l'investissement privé et la privatisation.

Lors de sa réunion prévue le 28 janvier 2022, la Banque nationale d'Angola a maintenu son taux directeur de référence à 20 %, afin de maintenir l'aide à la reprise intérieure face aux pressions inflationnistes continues. En décembre 2021, le taux d'inflation annuel a augmenté pour le neuvième mois consécutif pour atteindre 27.03 %, soit le niveau le plus élevé depuis juillet 2017. Dans le même temps, l'économie a progressé de 0.8 % en glissement annuel au troisième trimestre 2021, la première croissance depuis le quatrième trimestre 2018, après neuf trimestres de baisse.

2.3.1.3 Facteurs sociaux

Le taux de chômage en Angola a augmenté à 31.60 % au deuxième trimestre 2021, avec une pauvreté généralisée (la moitié de la population vit dans la pauvreté), malgré un taux d'activité de 88.77 %. La pauvreté et la répartition économique inégale, exprimées par les conditions déplorables dans lesquelles vivent des millions d'individus, sont les principaux moteurs de la criminalité et de l'insécurité en Angola.

Les données de la Banque mondiale indiquent que le score de l'indice du capital humain de l'Angola est faible, soit 0.36.

La majeure partie de la population est concentrée dans la province de Luanda, dans la zone côtière de Benguela-Lobito et sur les hauts plateaux, notamment dans les provinces de Huila, Huambo, Bié, Kwanza Sul, Malanje et Uige.

2.3.1.4 Facteur technologiques

Les infrastructures de transport et de logistique existantes en Angola restent un obstacle considérable pour les entreprises. Les câbles sous-marins à fibres optiques constituent l'épine dorsale de l'internet mondial, l'Angola étant connecté au SACS et au West Africa Cable System (WACS).

2.3.1.5 Facteurs juridiques

Le cadre réglementaire angolais pour l'exploration et la production de pétrole et de gaz est essentiellement établi dans la loi sur les activités pétrolières, loi n° 10/04, modifiée par la loi n° 5/19 (modification de la loi sur les activités pétrolières).

Parmi les réglementations importantes du secteur figurent également la loi n° 13/04, modifiée par la loi n° 6/19 (modification de la loi sur la taxe sur les activités pétrolières), la loi n° 11/04 (loi sur les douanes pétrolières), la loi n° 26/12 (loi sur le transport et le stockage du pétrole brut et du gaz naturel).

Les règlements adoptés par la CEEAC et la SADC peuvent également s'appliquer aux entreprises exerçant des activités pétrolières et gazières en Angola.

2.3.1.6 Facteurs environnementaux

Le décret angolais n° 59/07 établit les règles, critères et processus à suivre par l'industrie pétrolière et gazière pour obtenir les permis environnementaux nécessaires.

2.3.2 Mozambique

2.3.2.1 Facteurs politiques

La stabilité politique du pays reste faible (-1.16), selon l'indice de stabilité politique de l'économie mondiale.

Les mauvaises conditions de sécurité entraînent une plus grande instabilité au Mozambique, tandis que la corruption (26 % selon l'indice de perception de la corruption 2021 de Transparency International) est endémique.

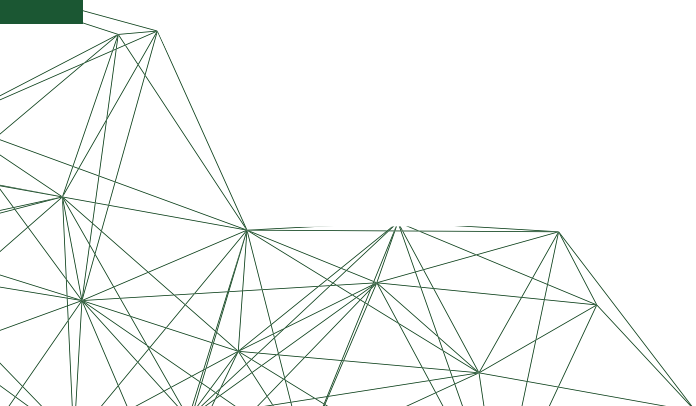
Le Mozambique a ratifié le protocole commercial de la SADC et a conclu des accords commerciaux bilatéraux avec le Malawi et le Zimbabwe. Le gouvernement sud-africain a signé un traité bilatéral d'investissement (1997) et un accord transfrontalier sur le commerce du gaz (2001) avec le Mozambique.

En 2019, le Mozambique et le ministère américain du Commerce ont conclu un protocole d'accord bilatéral pour aider à faciliter le commerce et les investissements dans les domaines de l'énergie, des infrastructures, de l'agriculture et du tourisme, entre autres industries.

La menace islamiste est apparue en 2017, dans la province frontalière de Cabo Delgado. Comme dans le cas du mouvement al-Shabaab ("jeunes"), il s'agit d'une réaction à l'euphorie du GNL. Les troubles à Cabo Delgado lui ont donné une atmosphère semblable à celle du delta du Niger. Le 24 avril 2021, des rebelles islamistes se sont emparés de la ville de Palma, au Mozambique, obligeant la compagnie énergétique française Total Energies à suspendre son plus grand projet. La situation sécuritaire du Mozambique est devenue si grave, avec la propagation de l'insurrection islamiste et l'échec des forces de sécurité à y faire face.

2.3.2.2 Facteurs économiques

L'économie du pays est considérée comme moins résiliente sur le plan économique selon



l'indice de résilience économique de la Banque africaine de développement.

La forte performance économique du Mozambique a été affectée par l'apparition de la pandémie de Covid-19. La croissance du PIB du pays a atteint 3.3 % en 2021, dépassant ainsi les niveaux antérieurs à la pandémie.

La note de crédit du Mozambique est de CCC+ selon Standard & Poor, tandis que Moody a indiqué Caa2, et Fitch a affirmé CCC.

L'économie devrait croître et s'accélérer à moyen terme avec la mise en production des projets de GNL, la détérioration de la situation sécuritaire dans le centre et le nord présentant un risque majeur.

Le Mozambique est considéré comme un pays à faible revenu, le coût de la vie y étant 1.05 fois plus élevé que la moyenne mondiale.

2.3.2.3 Facteurs sociaux

La population du Mozambique croît à un rythme de 2.93 % chaque année, le pays devant faire face à plusieurs défis avec la croissance démographique, notamment assurer l'accès aux soins de santé et à l'éducation, et minimiser le chômage, qui a été enregistré à environ 3,8 % en 2020.

Le taux de participation de la population active s'élèverait à 76.13 % en 2020, ce qui indique un nombre adéquat de ressources disponibles pour desservir potentiellement les nouveaux développements pétroliers et gaziers. Toutefois, le Mozambique a obtenu un faible taux dans l'indice du capital humain, selon la Banque mondiale, avec 0.36 point.

Dans la province de Cabo Delgado, l'industrie gazière a contraint des centaines de familles de communautés rurales à quitter leur foyer et à s'éloigner de leurs terres agricoles et de leurs lieux de pêche (moyens de subsistance), afin de construire les installations de soutien à terre du parc GNL d'Afungi, sur la péninsule d'Afungi, destinées aux projets Mozambique LNG, Coral LNG et Rovuma LNG.

2.3.2.4 Facteur technologiques

Le Mozambique a assuré le développement technologique en investissant dans les infrastructures et en construisant des gazoducs et des installations de GNL.

Le pays prévoit de numériser son économie, mais l'infrastructure numérique est encore loin d'atteindre l'accès universel au haut débit, avec un faible taux de pénétration global de l'internet de 21.2 % en 2021.

Le Mozambique dispose de plusieurs connexions de systèmes de fibres sous-marines, notamment EASSy, Seacom, PEACE et 2Africa.

2.3.2.5 Facteurs juridiques

La loi sur le pétrole, loi n° 21/2014, établit le cadre général applicable à toutes les opérations pétrolières et gazières.

Parmi les autres réglementations sectorielles importantes, citons la loi sur les investissements (loi n° 3/93), la loi sur la taxe de production pétrolière (loi n° 27/2014 modifiée par la loi n° 14/2017), le règlement sur la taxe de production pétrolière (décret n° 32/2015), la loi sur les partenariats public-privé (loi n° 15/2011), le règlement sur les opérations pétrolières (décret n° 34/2015) et la loi sur les mégaprojets (loi 15/2011).

Les règlements adoptés par la SADC peuvent également s'appliquer aux entreprises exerçant des activités pétrolières et gazières au Mozambique.

2.3.2.6 Facteurs environnementaux

La législation et l'élaboration des politiques dans le domaine de l'environnement sont de qualité raisonnable, mais la mise en œuvre et le suivi sont faibles et non coordonnés.

Le règlement environnemental pour les opérations pétrolières, décret n° 56/2010, définit les exigences à respecter pour effectuer des opérations pétrolières et gazières.

2.3.3 Afrique du Sud

2.3.3.1 Facteurs politiques

L'environnement politique sud-africain est souvent assombri par la mauvaise gestion, l'intolérance politique, les protestations populaires et la violence, ce qui pourrait ralentir le développement du pétrole et du gaz naturel.

La stabilité politique du pays reste faible (-0.24), selon l'indice de stabilité politique de l'économie mondiale.

L'indice de perception de la corruption 2021 de Transparency International affiche un score de 44 % pour l'Afrique du Sud, ce qui reflète la perception d'un service public très corrompu.

L'Afrique du Sud a conclu des ALE avec l'UE et l'Association européenne de libre-échange (AELE), qui comprend la Suisse, la Norvège, le Liechtenstein et l'Islande, et a conclu un accord commercial préférentiel (ACP) avec le MERCOSUR (qui comprend le Brésil, l'Argentine, le Paraguay et l'Uruguay) et l'Inde.

Le nouvel accord SACU est entré en vigueur, avec des partenaires comprenant le Botswana, le Lesotho, la Namibie et le Swaziland.

L'Afrique du Sud s'est engagée avec la République populaire de Chine à mettre en œuvre le Partenariat pour la croissance et le développement (PCD) qui vise à promouvoir l'ajout de valeur.

Le pays a également conclu un accord de coopération commerciale, à savoir l'accord de coopération en matière de commerce, d'investissement et de développement (TIDCA), il est bénéficiaire d'un certain nombre d'accords commerciaux non réciproques, dont l'AGOA et le SPG, et il est membre des BRICS.

Dans le cadre de l'accord de Copenhague, l'Afrique du Sud s'est engagée à réduire ses émissions de 42 % en 2025 par rapport au scénario du statu quo. Le gouvernement encourage et soutient actuellement le développement du marché du gaz en Afrique du Sud, avec l'IRP 2019, qui définit une nouvelle orientation dans la planification du secteur de l'énergie, qui inclut une adoption accrue du gaz naturel.

Un plan directeur national pour le gaz est en cours d'élaboration, l'objectif étant de fournir au gouvernement un schéma directeur pour le développement des infrastructures en vue des futurs développements du marché du gaz.

2.3.3.2 Facteurs économiques

La Covid-19 continue d'avoir un impact majeur sur l'économie sud-africaine, en raison de la demande extérieure et de l'activité intérieure. Néanmoins, l'Afrique du Sud est considérée comme l'une des économies les plus résilientes selon l'indice de résilience économique de la Banque africaine de développement.

Le PIB réel annuel de l'Afrique du Sud a diminué de 7.0 % en 2020, après une augmentation de 0.2 % en 2019, une expansion prévue de 4.9 % devant être signalée en 2021.

La notation de Standard & Poor's pour l'Afrique du Sud est de BB-. La notation de Moody's pour l'Afrique du Sud a récemment été relevée à Ba2. La dernière notation de Fitch pour l'Afrique du Sud était de BB-. Les décisions relatives à la notation de crédit reflètent la dette publique élevée et croissante, qui a été exacerbée par le choc économique déclenché par la pandémie de Covid-19.

Le rapport du Centre d'analyse des risques fait état d'un risque de faiblesse supplémentaire de la monnaie, ce qui signifie une inflation élevée persistante combinée à un taux de chômage élevé et à une demande stagnante dans l'économie d'un pays.

Le taux d'inflation annuel de l'Afrique du Sud a atteint 5.9 % en décembre 2021. Ce chiffre est conforme aux attentes du marché et se rapproche de la limite supérieure de la fourchette cible de la Banque de réserve sud-africaine, qui est de 3 % à 6 %. La projection pour 2022 est de 4.6 % en moyenne.

Le coût de la vie en Afrique du Sud est moins élevé qu'aux États-Unis, ce qui indique une accessibilité relative.

2.3.3.3 Facteurs sociaux

Un taux de chômage élevé et en augmentation, de 34.9% en 2021, avec un taux d'activité de 55.20 % en 2021.

Le taux de l'indice du capital humain, tel que rapporté par la Banque mondiale, pour l'Afrique du Sud était de 0.43.

Les relations de travail hostiles, les manifestations en faveur de la prestation de services et les jeunes qui protestent pour un meilleur accès à une éducation de qualité pourraient avoir un impact sur le développement du secteur si la dynamique sociale en jeu en Afrique du Sud n'est pas comprise.

2.3.3.4 Facteur technologiques

L'Afrique du Sud possède l'un des plus grands marchés des TIC en Afrique, avec un leadership technologique dans le domaine des logiciels mobiles, des logiciels de sécurité, ainsi que des services bancaires électroniques.

Le SAT-3/WASC et le WACS sont les plus importants câbles sous-marins internationaux reliant l'Afrique du Sud et l'Afrique de l'Ouest à l'Europe. Le WACS atterrit au CLS d'Yzerfontein dans l'ouest du Cap, le SAT-3/WASC atterrit au CLS de Melkbosstrand dans l'ouest du Cap, en Afrique du Sud, formant ainsi des passerelles alternatives vers l'Afrique du Sud, avec une capacité de 120 Gbps.

Une extension du câble Equiano, d'une capacité nominale de 150 Tbps, reliant l'Afrique du Sud au Portugal, devrait être achevée en 2022.

2Africa est l'un des plus grands projets sous-marins au monde, reliant 46 stations d'atterrissage de câble dans 33 pays d'Afrique (y compris l'Afrique du Sud), d'Asie et d'Europe, avec une longueur de câble de 45 000 km. Le système de câble devrait être mis en service en 2023/24, avec une capacité nominale de 180 Tbps.

2.3.3.5 Facteurs juridiques

La loi sur le développement des ressources minérales et pétrolières (28/2002) régit l'acquisition, l'utilisation et la cession des droits miniers et consacre le pouvoir et le contrôle de l'État sur les ressources minérales et pétrolières du pays. Le projet de loi sur le développement

des ressources pétrolières en amont, actuellement à l'étude, introduit une séparation entre le secteur de l'exploration et de la production pétrolières en amont et le secteur minier, qui est régi par la loi sur le développement des ressources minérales et pétrolières (28/2002).

Le secteur est en outre régi par la loi sur le gaz (48/2001), la loi sur le régulateur national de l'énergie (40/2004), la loi sur les oléoducs (60/2003), la loi sur le Fonds central pour l'énergie (CEF) (38/1977), la loi sur l'énergie nationale (34/2008), les règlements sur le gazoduc (2007), la loi sur les produits pétroliers (120/1997) et la loi sur les prélèvements sur les oléoducs (28/2004).

Les règlements adoptés par la SADC peuvent également s'appliquer aux entreprises exerçant des activités pétrolières et gazières en Afrique du Sud.

2.3.3.6 Facteurs environnementaux

La loi nationale sur la gestion de l'environnement (107/1998) prévoit une gouvernance environnementale coopérative, tandis que la loi sur la taxe carbone de 2019 impose une taxe à toute personne qui mène un certain nombre d'activités répertoriées produisant du dioxyde de carbone (dont plusieurs attribuables à l'extraction et au traitement des produits pétroliers).

2.4 Pays d'Afrique occidentale

2.4.1 Ghana

2.4.1.1 Facteurs politiques

Le paysage politique du Ghana est l'un des aspects distinctifs les plus reconnaissables du pays à bien des égards, classé comme politiquement stable (0.13) selon l'économie mondiale. Contrairement à bon nombre de ses voisins, le Ghana a connu deux décennies de démocratie fonctionnelle, avec des élections libres et ouvertes, et une absence d'instabilité sociétale plus large. Cela ne veut pas dire que le Ghana n'a jamais connu de bouleversements politiques ou de coups d'État, mais il a fait de grands progrès ces dernières décennies en établissant un cadre stable pour la prospérité démocratique.

L'indice de perception de la corruption 2021, publié par Transparency International, a attribué au Ghana une note de 43 %, ce qui témoigne de la perception d'un service public très corrompu.

Des liens solides avec le Royaume-Uni, les États-Unis, l'Union européenne, la Chine, l'Inde et l'Afrique du Sud ont contribué à stimuler les investissements et la croissance économique rapide.

Le Ghana est membre de l'OMC et signataire de l'accord de partenariat ACP-UE, qui a com-

plété la convention de Lomé. En plus d'être un membre éminent de la CEDEAO et un bénéficiaire de l'AGO.

Le Ghana a donné la priorité au développement des infrastructures pour atteindre ses objectifs de développement national, stipulés dans son plan d'infrastructure, qui aspire à produire des infrastructures durables et résilientes au climat dans les secteurs importants, en lien avec les objectifs de développement durable et l'accord de Paris.

2.4.1.2 Facteurs économiques

Malgré les conséquences de la Covid-19, l'économie du Ghana est robuste (considérée comme plus résistante sur le plan économique selon l'indice de résilience économique de la Banque africaine de développement) et présente des perspectives optimistes, principalement en raison d'un contrôle économique sain et d'une discipline budgétaire démontrée via le respect de la législation récemment approuvée (loi sur la responsabilité budgétaire de 2018 (loi 982), la loi sur la gestion des finances publiques de 2016 (loi 921) et le règlement sur la gestion des finances publiques de 2019.

Le taux d'inflation annuel du Ghana s'est accéléré pour le huitième mois consécutif pour atteindre 13.9 % en janvier 2022, le taux le plus élevé depuis décembre 2016, dépassant la fourchette cible de la Banque du Ghana de 6 % à 10 %.

L'économie du Ghana a progressé de 6.6 % en glissement annuel en 2021. Il s'agit du quatrième trimestre consécutif de croissance et du rythme le plus rapide depuis le début de la crise pandémique en 2020.

La note de crédit du Ghana est de B- selon Standard & Poor, tandis que Moody a indiqué Caa1, et Fitch a affirmé B-.

Le Ghana est classé dans la catégorie des pays en développement à faible revenu, avec un coût de la vie inférieur à la moyenne mondiale.

2.4.1.3 Facteurs sociaux

Le taux de participation de la main-d'œuvre ghanéenne a diminué pour atteindre 66.2 % en 2020, ce qui indique encore un nombre adéquat de ressources disponibles pour assurer le service des nouveaux développements pétroliers et gaziers.

Selon la Banque mondiale, l'indice du capital humain du Ghana était de 0.45.

Comme ailleurs en Afrique, le chômage est une préoccupation majeure au Ghana, notamment en raison de la hausse du chômage chez les jeunes. Le chômage dans le pays a été enregistré à 4.53% en 2020.

La plus forte concentration d'habitations se trouve toujours dans le triangle Accra-Kumasi-Takoradi, principalement en raison de la productivité économique de la région.

2.4.1.4 Facteur technologiques

Il existe actuellement cinq câbles sous-marins, dont la capacité peut atteindre 5.12 Tbps, et le secteur est soutenu par la politique ICT4AD (ICT for Accelerated Development).

Le taux de pénétration de l'internet au Ghana a atteint 50 % en 2021.

2.4.1.5 Facteurs juridiques

Les activités d'exploration et de production pétrolières au Ghana sont réglementées par un certain nombre de lois, notamment la loi sur la commission pétrolière, 1022 (loi 821), la loi sur la société nationale pétrolière du Ghana, 1983 (PNDCL 64), la loi sur le pétrole (exploration et production), 1984 (PNDCL 64), le règlement sur le pétrole (contenu local et participation locale), 2013 (L.I. 2204), la loi sur la gestion des revenus pétroliers, 2011 (loi 815), la loi sur la gestion des revenus pétroliers (amendement), 2015 (loi 893) et la loi sur l'impôt sur les revenus pétroliers, 1987 (PNDCL 188).

2.4.1.6 Facteurs environnementaux

Les aspects environnementaux du secteur pétrolier et gazier sont réglementés par les règlements sur l'évaluation environnementale, 1999 (L.I.). 1652).

Les Règlements sur le pétrole (exploration et production) (santé, sécurité et environnement) (L.I.) 2258) ont été adoptées en 2017 afin de prévenir les effets néfastes du pétrole, de fournir des exigences minimales et d'assurer des normes élevées en matière de santé, de sécurité et d'environnement.

2.4.2 Nigeria

2.4.2.1 Facteurs politiques

Le Nigeria est classé comme politiquement instable (-1.86) selon l'indice de stabilité politique de l'économie mondiale, et a obtenu un score de 24 % sur l'indice de perception de la corruption 2021 de Transparency International, indiquant la perception d'un service public très corrompu. L'attribution des contrats, l'appropriation des recettes pétrolières et le détournement des bonus de la taxe pétrolière (entre autres) sont tous fortement influencés par la corruption à tous les niveaux du gouvernement.

Les tarifs douaniers sont le principal instrument de la politique commerciale au Nigeria. En janvier 2015, le Nigeria a mis en œuvre les tarifs extérieurs communs (TEC) de la CEDEAO et a ratifié la ZLECAf en décembre 2020.

Le Nigeria est membre de l'OMC et de l'OPEP et est éligible aux avantages commerciaux préférentiels dans le cadre de l'AGOA. Le pays a conclu des accords bilatéraux d'investissement en vigueur avec 15 pays, a signé des conventions de double imposition avec 13 pays et est signataire de 21 instruments liés à l'investissement.

2.4.2.2 Facteurs économiques

L'industrie pétrolière est l'épine dorsale de l'économie nigériane, et elle considérée comme économiquement résiliente selon l'indice de résilience économique de la Banque africaine de développement.

L'économie du pays a connu en 2020 sa plus profonde récession depuis deux décennies, mais l'économie a recommencé à croître en 2021, car le gouvernement a assoupli les restrictions liées à la pandémie, les prix du pétrole se sont redressés et des politiques ont été mises en œuvre pour contrer le choc économique. L'agence de notation Fitch a confirmé la note " B " du Nigeria, avec des perspectives économiques stables.

En février 2021, le secteur pétrolier et gazier contribuait pour 9 % au PIB du pays. Bien que le Nigeria tente de se diversifier et d'évoluer vers une économie plus verte, le pétrole restera la principale source de carburant dans l'avenir actuel.

La Banque centrale du Nigeria a maintenu son taux de politique monétaire à 11.5 % depuis janvier 2022 afin de favoriser le processus de reprise après le choc de la pandémie de Covid-19. En outre, en décembre 2021, le taux d'inflation annuel du Nigeria était de 15.63 %.

La notation du Nigeria est de B- selon Standard & Poor, tandis que Moody a indiqué B2, et Fitch a affirmé B.

Le pays est classé parmi les pays en développement à faible revenu, le coût de la vie y étant 1.05 fois moins élevé que la moyenne mondiale.

2.4.2.3 Facteurs sociaux

L'influence des entreprises non autochtones dans le secteur du pétrole et du gaz au Nigeria a eu pour conséquence que de nombreux emplois qui auraient pu revenir aux autochtones (taux de participation à la population active de 53.4 %) ont été confiés à des étrangers, ce qui a entraîné un taux de chômage de 33.3 %.

L'indice du capital humain pour le Nigeria, tel que rapporté par la Banque mondiale, est de 0.36.

Le Nigeria est le pays le plus peuplé d'Afrique. Lagos, Kano, Ibadan, Benin City et Port Harcourt ont la plus forte concentration de population.

2.4.2.4 Facteur technologiques

Le secteur des TIC au Nigeria a attiré d'importants IDE ces dernières années et est considéré comme le plus grand marché des TIC en Afrique.

Le pays dispose de stations d'atterrissage pour plusieurs câbles sous-marins, dont 2Africa, ACE, NCSCS, GLO-1 et MainOne.

2.4.2.5 Facteurs juridiques

L'ordonnance sur le pétrole promulguée en 1889 a été la première loi, mais la première législation concrète sur le pétrole est le Petroleum Act de 1969. Quelques modifications ont été apportées à la loi sur le pétrole de 1969 et de nouvelles lois sur le pétrole ont été promulguées pour régir différents aspects de l'industrie pétrolière du Nigeria, notamment la promulgation de la loi sur l'industrie pétrolière en août 2021.

Les autres lois qui ont un impact sur le secteur pétrolier et gazier, le régissent et le réglementent comprennent, entre autres, le Petroleum Profits Tax Act, le Deep Offshore and Inland Basin Production Sharing Contracts Act et le Oil Pipelines Act.

2.4.2.6 Facteurs environnementaux

Le Nigeria vise à atteindre des émissions nettes de carbone nulles d'ici 2060.

Le torchage du gaz a été interdit par le gouvernement du Nigeria en 1984, mais le gouvernement a eu du mal à maintenir l'ordre à cet égard et le torchage du gaz est un problème qui persiste à ce jour. Le torchage du gaz est le deuxième polluant environnemental le plus destructeur dans le delta du Niger après les déversements de pétrole. Il existe une volonté d'atteindre l'objectif "zéro torche" d'ici 2030, mais la faiblesse de la mise en œuvre et le manque d'intention entravent cet objectif.

Les politiques environnementales existantes qui réglementent le secteur pétrolier et gazier comprennent la loi sur l'évaluation de l'impact environnemental, la loi sur la réinjection de gaz associé et la loi sur l'agence nationale de détection et de réponse aux déversements de pétrole.

2.4.3 Sénégal

2.4.3.1 Facteurs politiques

Le Sénégal est considéré comme démocratique, mais a été classé comme politiquement instable (-0,02) selon l'indice de stabilité politique de l'économie mondiale pour 2020. La corruption est toutefois présente, notamment

en ce qui concerne les détournements de fonds, l'utilisation abusive de fonds publics, les pots-de-vin et la petite corruption, avec un score de 43 % dans l'indice de perception de la corruption 2021 de Transparency International.

Le Sénégal est membre de l'Initiative pour la transparence dans les industries extractives (ITIE), de la CEDEAO, de l'Union économique et monétaire ouest-africaine (UEMOA), de la Convention de Cotonou et de l'OMC. Le Sénégal est aussi actuellement éligible aux avantages de l'AGOA, qui doit expirer en 2025. Le 30 mai 2020, la ZLECAf est officiellement entrée en vigueur avec le Sénégal comme État membre.

2.4.3.2 Facteurs économiques

L'économie du Sénégal est tirée par l'exploitation minière, la construction, le tourisme, la pêche et l'agriculture. Malgré la diversification, l'économie du pays est considérée comme moins résiliente sur le plan économique selon l'indice de résilience économique de la Banque africaine de développement.

En 2020, la croissance du PIB réel s'est établie à 0.87 %, contre 4.4 % en 2019. Une augmentation à court terme du PIB résultant de l'augmentation de l'exploration et de la production dans le secteur des hydrocarbures est attendue à partir de 2022, mais l'effet à moyen terme (jusqu'en 2040) devrait être faible, car les champs de pétrole et de gaz devraient atteindre leur durée de vie à ce moment-là.

Le taux d'intérêt pour 2022 est de 4 %, contre 4.5 % en 2020, tandis que le taux d'inflation annuel a augmenté à 3.8 % en décembre 2021.

La notation du Sénégal est de B+ selon Standard & Poor, tandis que Moody a attribué Ba3.

Le coût de la vie au Sénégal est 1.19 fois plus élevé que la moyenne mondiale, bien que le pays soit classé parmi les pays à revenu moyen inférieur.

2.4.3.3 Facteurs sociaux

Le taux de chômage national du Sénégal est passé de 16.70 % en 2020 à 22.60 % au premier trimestre 2021. Le taux de participation au marché du travail devrait s'élever à environ 44.27 % en 2020, alors que l'indice du capital humain est faible (42), selon la Banque mondiale.

La population du Sénégal tend à augmenter d'environ 2.7 % chaque année, la population urbaine représentant près de la moitié de la population.

2.4.3.4 Facteur technologiques

La technologie numérique du Sénégal s'est rapidement développée au cours de la dernière décennie, avec un accès accru aux services de téléphonie cellulaire et la couverture de l'internet mobile, ainsi que des investissements et des pépinières d'entreprises pour permettre l'accès à ces services.

Un système de câble sous-marin SHARE (Sénégal Horn of Africa Regional Express) de 720 km, reliant Dakar au Sénégal et Praia au Cap-Vert, d'une capacité totale de 16Tbps, devrait être prêt à fonctionner en 2022. La connectivité vers l'Europe et l'Amérique du Sud sera possible grâce à des câbles internationaux atterrissant au Cap-Vert. Il a également été suggéré de créer de nouvelles unités dans d'autres pays d'Afrique de l'Ouest.

Le Sénégal est également connecté au câble sous-marin ACE, d'une capacité nominale de 20Tbps, qui relie 19 pays au total.

2.4.3.5 Facteurs juridiques

La principale législation régissant les activités pétrolières est la loi n° 98-05, modifiée par la loi n° 2012-32 et le décret d'application n° 98-810. Le code pétrolier 2019, loi n° 2019-03, a été promulgué, remplaçant la loi n° 98-05, pour refléter la croissance rapide de l'industrie locale à la lumière de l'exploration offshore prometteuse.

En raison de la nature générale du Code pétrolier, la plupart des dispositions spécifiques régissant l'exploration et la production pétrolières sont incluses dans les contrats pétroliers.

Les actes uniformes adoptés par l'Organisation pour l'Harmonisation en Afrique du Droit des Affaires (OHADA), dont le Sénégal est un Etat membre, s'appliquent aux entreprises exerçant des activités pétrolières et gazières au Sénégal, notamment l'acte des sociétés OHADA.

Les activités pétrolières et gazières sont soumises à la réglementation du contrôle des changes applicable au sein de l'UEMOA et de la CEDEAO.

Le Sénégal se conforme également aux exigences de l'ITIE

2.4.3.6 Facteurs environnementaux

Les articles décrivant les lois de protection de l'environnement du Sénégal dans le Code pétrolier de 2019 comprennent les articles 20, 22, 23, 28, 34, 39 et 51.

En 2021, le Parlement sénégalais a adopté un projet de loi soumis par le ministère de l'énergie pétrolière, réformant le secteur de l'électricité. Un cadre réglementaire est en cours d'élaboration pour le secteur en aval du pétrole et du gaz.

2.5 Pays d'Afrique centrale

2.5.1 Tchad

2.5.1.1 Facteurs politiques

Le Tchad traverse une période d'instabilité politique, avec un score de -1.26 selon l'indice de stabilité politique 2020 de Global Economy. L'instabilité des pays voisins et les activités terroristes de Boko Haram (ISIS-Afrique de l'Ouest), notamment à proximité du bassin du lac Tchad, menacent également la sécurité du Tchad.

Le climat des affaires et des investissements au Tchad reste difficile. Le développement du secteur privé est entravé par l'insuffisance des infrastructures de transport, le manque de main-d'œuvre qualifiée, l'approvisionnement minimal et peu fiable en électricité, la faiblesse de l'exécution des contrats, la corruption (20 % de l'indice de perception de la corruption de Transparency International en 2021) et les charges fiscales élevées qui pèsent sur les entreprises privées. Les fréquentes fermetures de frontières avec les pays voisins, exacerbées par les restrictions de Covid-19, compliquent le commerce international. Malgré ces défis, le succès de plusieurs investissements étrangers au Tchad illustre les opportunités d'affaires pour les investisseurs expérimentés, dévoués et patients, qui travaillent souvent avec des partenaires locaux de confiance pour relever les défis d'opérer au Tchad.

Le Tchad a signé des TIB avec le Bénin, le Burkina Faso, la Chine, l'Égypte, l'Allemagne (en vigueur), la Guinée, l'Italie (en vigueur), le Liban, le Mali, le Maroc, l'île Maurice, le Qatar, la Suisse (en vigueur) et la Turquie.

Outre l'Union africaine et les Nations unies, le Tchad est membre principal de plusieurs grandes organisations régionales, dont la CEN-SAD, la CEEAC et la Communauté économique et monétaire de l'Afrique centrale (CEMAC). Outre ces organisations, le Tchad est également membre de plusieurs autres organisations, dont l'OMC, et est déclaré conforme à l'ITIE depuis 2014.

Le pays ne dispose pas d'un ALE mais est éligible aux exemptions tarifaires dans le cadre de l'AGOA.

2.5.1.2 Facteurs économiques

Les développements macroéconomiques du Tchad ont été affectés par une série de chocs négatifs et durables, parmi lesquels la pan-

démie de Covid-19, la volatilité des prix du pétrole et une détérioration significative de la production du secteur pétrolier, les attaques sécuritaires, le changement climatique et l'insécurité alimentaire.

L'économie du pays est également considérée comme moins résiliente sur le plan économique selon l'indice de résilience économique de la Banque africaine de développement.

Selon les estimations, le PIB réel en 2021 s'est contracté de 1.1 %, en raison d'une réduction de la production pétrolière. L'économie tchadienne devrait rester faible à court terme, avant de rebondir progressivement en 2024, pour atteindre 3.6 %, à condition que des réformes adéquates soient mises en œuvre. Parallèlement, l'inflation annuelle moyenne a été contenue après avoir augmenté en flèche à 4.5 % en 2020.

Le pays est classé parmi les pays à faible revenu, le coût de la vie au Tchad étant 1.77 fois moins élevé que la moyenne mondiale.

2.5.1.3 Facteurs sociaux

Le Tchad est l'un des pays les moins développés du monde et continue de figurer parmi les nations les plus pauvres du monde, avec des niveaux de pauvreté bien supérieurs à la moyenne, même pour l'Afrique subsaharienne.

La population du Tchad présente une importante explosion de la jeunesse, avec un taux de participation à la population active de 68 %. Le pays a obtenu un faible taux dans l'indice du capital humain, selon la Banque mondiale, avec 0.30 point.

En décembre 2020, le taux de chômage était de 2.3 %, contre 1.9 % en 2019.

La population est inégalement répartie en raison des contrastes de climat et de géographie physique ; la densité la plus élevée se trouve dans le sud-ouest, en particulier autour du lac Tchad et vers le sud ; la zone saharienne sèche au nord est la moins densément peuplée.

2.5.1.4 Facteur technologiques

Le Tchad a connu une amélioration des résultats en matière de développement, comme la modernisation de l'infrastructure de télécommunications approuvée par le gouvernement, le projet de dorsale d'Afrique centrale financé par la Banque mondiale et le projet de dorsale transsaharienne reliant un câble à fibres optiques au Nigeria et à l'Algérie.

En 2020, le gouvernement tchadien a supprimé une taxe de droit d'accise de 18 % sur les services de télécommunications afin de réduire les coûts pour les consommateurs et de soutenir la pénétration des réseaux mobiles.

2.5.1.5 Facteurs juridiques

La principale législation régissant les activités pétrolières est la loi n° 07-006 du 2 mai 2007, modifiée par l'ordonnance n° 10-001 du 30 septembre 2010 et son décret d'application. 10-001 du 30 septembre 2010 et son décret d'application n°. 10-796 PR/PM/MPE du 30 septembre 2010.

Les activités pétrolières et gazières sont soumises aux règlements de contrôle des changes applicables au sein de la CEMAC et d'autres règlements adoptés par la CEEAC peuvent également s'appliquer aux entreprises exerçant des activités pétrolières et gazières au Tchad.

2.5.1.6 Facteurs environnementaux

À l'heure actuelle, le Tchad dispose de peu de moyens pour évaluer et surveiller les impacts environnementaux. Le plan national pour le développement durable traitait largement de la désertification et ignorait les développements pétroliers potentiels. Le ministère de l'environnement et de l'eau n'avait été créé que récemment et le département de l'environnement était pratiquement dépourvu de personnel et de soutien logistique.

2.5.2 République du Congo

2.5.2.1 Facteurs politiques

L'attrait du République du Congo pour les investisseurs est miné par des tendances macroéconomiques négatives et une gouvernance faible.

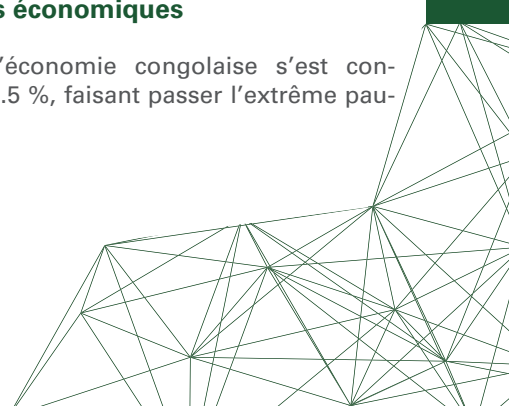
La stabilité politique du pays est faible (-0.9), selon l'indice de stabilité politique de l'économie mondiale.

Selon l'indice de perception de la corruption 2021 de Transparency International, le pays a obtenu un score de 21 %, indiquant la perception de niveaux élevés de corruption publique.

Le République du Congo a conclu des accords commerciaux bilatéraux avec plus de 50 pays et appartient à plusieurs organisations commerciales internationales et régionales, notamment l'OMC, la SADC, le COMESA, la CEEAC, l'OPEP, l'Initiative du Bassin du Nil (IBN), la Communauté économique des pays des Grands Lacs (CEPGL) et l'OHADA. Le pays a également signé l'accord de la ZLECAf.

2.5.2.2 Facteurs économiques

En 2021, l'économie congolaise s'est contractée de 3.5 %, faisant passer l'extrême pau-



vreté de 51.9 % de la population en 2020 à 53.9 % en 2021. Le PIB devrait croître à un taux de 3.5 % en 2022 et de 3.8 % en moyenne entre 2023 et 2024.

Il n'y a pas eu de changement dans l'inflation globale en 2021, qui est restée à 2 %.

Bien que le République du Congo continue d'être en situation de surendettement, les récents accords de restructuration de la dette, la hausse des prix du pétrole et l'amélioration de la gestion de la dette ont contribué à rétablir la viabilité de la dette publique, qui a diminué de 113 % du PIB à la fin de 2020 à 98 % à la fin de 2021.

La notation du pays est de CCC+ selon Standard & Poor, tandis que Moody a attribué Caa2 avec une perspective stable.

Le coût de la vie est 1.7 fois moins élevé que la moyenne mondiale.

2.5.2.3 Facteurs sociaux

On estime que la population du pays croît à un rythme de près de 3 % par an, ce qui n'est pas idéal compte tenu des circonstances économiques actuelles, qui font état d'un taux de chômage de près de 23 % en 2020.

La pauvreté dans le pays est élevée, reste répandue et omniprésente, et augmente en raison des impacts de la Covid-19.

Le taux de participation de la main-d'œuvre a été signalé en 2020, à 38.84 %, avec un taux d'alphabétisation élevé, ce qui indique un potentiel de main-d'œuvre domestique important.

Le taux de l'indice du capital humain pour le République du Congo, selon la Banque mondiale, n'était que de 0.4.

Si le pays s'est urbanisé au cours des dernières décennies, plus de 54 % des Congolais vivent encore dans de petites communautés tribales.

2.5.2.4 Facteur technologiques

La République du Congo ne dispose pas d'une utilisation généralisée du commerce électronique. Le manque d'infrastructures et d'équipements fiables a entraîné l'un des taux de pénétration de l'internet les plus faibles du continent. La situation s'est toutefois améliorée avec l'achèvement d'une liaison par fibre optique reliant Pointe-Noire et Brazzaville au West Africa Cable System.

Après avoir connecté son réseau terrestre en fibre optique au réseau en fibre optique du Gabon, la République du Congo a achevé la première phase du projet de dorsale en fibre optique en Afrique centrale.

Avec l'avancement de l'intégration numérique régionale, la République du Congo devrait contribuer au développement des technologies de l'information et de la communication, ainsi qu'à la création d'emplois.

La composante Congo du projet de dorsale d'Afrique centrale construit actuellement 550 kilomètres de câble à fibre optique sur les liens d'interconnexion entre le Cameroun et la République centrafricaine et établit un centre de données national. L'achèvement du projet est prévu pour décembre 2022.

L'infrastructure physique du pays reste inégale, avec seulement 49.5 % de la population ayant accès à l'électricité.

2.5.2.5 Facteurs juridiques

Les principales lois régissant le secteur pétrolier et gazier au République du Congo comprennent le nouveau code des hydrocarbures, la loi n° 28-2016 du 12 octobre 2016 (qui a abrogé et remplacé l'ancien code des hydrocarbures, la loi n° 24-94 du 23 août 1994, dans son intégralité), la loi n° 1-98 du 23 avril 1998, la loi n° 4-98 du 28 août 1998 et la loi n° 6-2001 du 19 octobre 2001 (modifiée le 1er mars 2002).

Les lois sur l'environnement et les investissements comprennent la loi n° 003/91 du 23 avril, la loi n° 6-2003 du 18 janvier 2003 (ainsi que la loi n° 17/99/CEMAC-20-CM-03 de la CEEAC du 17 décembre 1999), la loi n° 2017-24 du 9 juin 2017 et la loi n° 10-2017 du 9 mars 2017.

À l'instar de ses voisins francophones, le République du Congo adhère au droit de l'OHADA, ce qui signifie que les entreprises travaillant dans le pays sont soumises à un ensemble de lois spécifiques aux entreprises, qui sont communes à tous les membres de l'OHADA.

Les règlements adoptés par la CEEAC, le COMESA et la SADC peuvent également s'appliquer aux entreprises menant des activités pétrolières et gazières dans le pays.

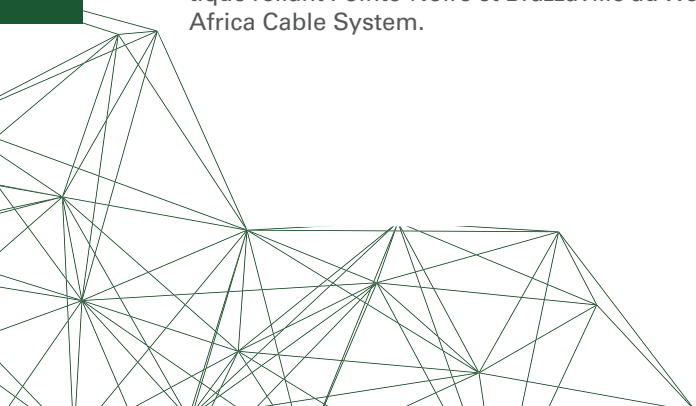
2.5.2.6 Facteurs environnementaux

Outre le code des hydrocarbures (loi n° 28-2016 du 12 octobre 2016), la loi n° 003/91 du 23 avril 1991 encadre la protection de l'environnement.

2.5.3 Guinée équatoriale

2.5.3.1 Facteurs politiques

Un environnement commercial difficile et opaque, avec la corruption, la perception d'un système judiciaire partial et une bureaucratie



lourde et inefficace, semble miner le climat général d'investissement dans le pays.

L'indice de perception de la corruption 2021 de Transparency International a attribué à la Guinée équatoriale un score de 17 %, indiquant des niveaux élevés de corruption publique. Le pays est également considéré comme politiquement instable (-0.19) selon l'indice de stabilité politique de l'économie mondiale.

La Guinée équatoriale a conclu un accord bilatéral d'investissement avec l'Espagne, entré en vigueur en 2003. Le gouvernement a signé un accord-cadre de coopération avec le Cap-Vert en 2019, portant notamment sur la prévention de la double imposition et de l'évasion fiscale, ainsi que sur la protection réciproque des investissements dans les deux nations.

Le pays a signé des conventions fiscales bilatérales avec les Émirats arabes unis (signé), la Chine (en vigueur), l'Éthiopie (signé), la France (en vigueur), le Maroc (signé), la Russie (signé), l'Afrique du Sud (signé), l'Espagne (en vigueur) et l'Ukraine (signé).

La Guinée équatoriale est également partie à divers autres accords économiques, notamment l'accord de Cotonou avec l'UE, le traité de l'Union africaine, le traité de la Communauté économique des États de l'Afrique centrale, la convention de la CEMAC sur la libéralisation, ainsi que celle sur l'investissement, la ZLECAf et un statut commercial préférentiel avec la Chine, avec laquelle la Guinée équatoriale négocie un ALE. Le pays est également membre de l'OPEP.

Le décret n° 67/2017 de septembre 2017 a créé le portail d'affaires "Guichet unique" afin de promouvoir l'investissement et l'activité économique en réduisant considérablement le temps nécessaire à l'enregistrement d'une nouvelle société.

2.5.3.2 Facteurs économiques

La Guinée équatoriale est l'un des plus grands producteurs de pétrole de l'Afrique subsaharienne, considéré comme moins résilient économiquement selon l'indice de résilience économique de la Banque africaine de développement, l'économie ayant été gravement touchée pendant la pandémie de Covid-19. Une baisse de la demande et des prix du pétrole, ainsi qu'un ralentissement des activités commerciales dû à la lutte contre les maladies, ont contribué aux problèmes de croissance du pays. L'inflation a atteint 3 % en 2020, contre 1.2 % en 2019, résultat d'une baisse des termes de l'échange engendrée par la pandémie et d'une dégradation de la situation monétaire. Le PIB réel s'est contracté de 6.1 % en 2020, contre 5.6 % en 2019.

Les secteurs du pétrole et du gaz en aval devraient connaître une croissance importante à court terme, en raison de l'augmentation de

la production de gaz et des nouveaux investissements proposés dans le pays.

La Banque africaine de développement a classé la Guinée équatoriale comme modérément vulnérable selon l'indice de vulnérabilité économique.

Le coût de la vie peut affecter l'investissement du projet dans le pays, car un coût de la vie élevé nécessitera des taux de salaire élevés. Le coût de la vie en Guinée équatoriale est 1.23 fois plus élevé que la moyenne mondiale.

Le pays a été classé parmi les pays à revenu intermédiaire par la Banque africaine de développement en 2020.

2.5.3.3 Facteurs sociaux

Bien que le pays soit le plus grand producteur de pétrole, une grande partie de la population de la Guinée équatoriale vit dans la pauvreté, avec un taux de chômage de 9.2 % et un manque de services publics essentiels.

Actuellement, 72.8 % de la population de la Guinée équatoriale est urbaine, avec un taux de croissance démographique supérieur à 3 %.

Le taux de participation à la population active du pays serait de 63.5 % en 2020, ce qui accroîtrait le potentiel d'investissement et de développement du pays.

2.5.3.4 Facteur technologiques

La Guinée équatoriale a réalisé des avancées significatives dans le cadre du plan de développement social Horizon 2020 du pays, notamment en matière de construction d'infrastructures, d'électrification et d'accès à l'eau, aux soins de santé et à l'éducation.

Le pays est relié au câble sous-marin ACE, d'une capacité nominale de 20 Tbps, qui relie 19 pays au total.

2.5.3.5 Facteurs juridiques

La loi sur les hydrocarbures n° 8 de 2006 est la principale législation régissant le secteur du pétrole et du gaz.

Après la loi sur les hydrocarbures, le règlement sur le pétrole n° 4 de 2013, la loi fiscale n° 4 de 2004, le règlement sur le contenu local n° 1 de 2014 et le décret 127 de 2004 s'appliquent.

Des lois uniformes, notamment la loi sur les sociétés de l'OHADA, s'appliquent aux sociétés exerçant des activités pétrolières et gazières dans le pays, les activités pétrolières et gazières étant soumises à la réglementation

du contrôle des changes applicable au sein de la CEMAC.

Les règlements adoptés par la CEEAC peuvent également s'appliquer aux entreprises exerçant des activités pétrolières et gazières en Guinée équatoriale.

2.5.3.6 Facteurs environnementaux

Le torchage du gaz, sauf dans des circonstances très spécifiques, est strictement interdit et la législation stipule que les plans de développement et de production des champs doivent toujours être conçus de manière à permettre l'utilisation, la conservation ou l'exploitation commerciale du gaz associé (article 149).

Les changements observés à l'échelle mondiale sont également observés dans le climat de la Guinée équatoriale et le pays a élaboré des documents pour faire face aux effets du changement climatique, tant pour l'adaptation que pour l'atténuation. Ces documents comprennent les contributions planifiées et déterminées au niveau national 2015 (CDNI), le plan d'action national d'adaptation 2013 (PANA) et la stratégie nationale REDD+ (2018).

La Guinée équatoriale a mis en œuvre la loi n° 7/2003 qui est considérée comme la loi de réglementation environnementale. Le cadre juridique du pays en matière d'environnement est actuellement conforme à l'application d'autres lois, parmi lesquelles la loi sur les mines (loi n° 9/2006) et les hydrocarbures (n° 8/2006), entre autres.

Le décret n° 173/2005 régit les dispositions et les règlements relatifs à la protection de l'environnement et à l'utilisation durable des ressources naturelles.

Dans le cadre réglementaire, il existe encore des lacunes juridiques qui permettent des activités favorisant l'augmentation des gaz à effet de serre ou allant à l'encontre des politiques d'adaptation aux impacts du changement climatique.

2.5.4 Gabon

2.5.4.1 Facteurs politiques

Le Gabon reste un pays producteur de pétrole bien établi qui bénéficie d'une forte présence de compagnies pétrolières internationales.

Les données de l'indice de stabilité politique pour 2020 indiquent que le pays reste politiquement instable (-0.08).

Dans l'indice de perception de la corruption 2021 publié par Transparency International, la corruption publique est perçue comme élevée au Gabon, avec 31 %.

Le Gabon est membre de l'OPEP et de la CEMAC. Le pays a également conclu des accords bilatéraux d'investissement avec l'Afrique du Sud, la Belgique, le Luxembourg, la Chine, l'Égypte, la France, l'Allemagne, l'Italie, le Liban, le Mali, le Maroc, le Portugal, l'Espagne et la Turquie.

En raison du déclin des réserves de pétrole, le gouvernement a mis l'accent sur l'expansion du marché du gaz afin de s'assurer que les revenus du pétrole et du gaz ont un impact positif sur la société.

2.5.4.2 Facteurs économiques

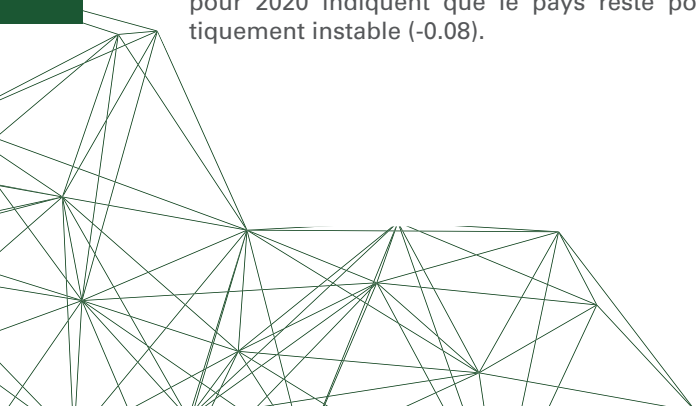
En moyenne, le secteur pétrolier gabonais a représenté 80 % des exportations, 45 % du PIB et 60 % des recettes fiscales au cours des cinq dernières années, mais le gouvernement a décidé de diversifier son économie, car les réserves pétrolières du pays sont en déclin. L'indice de résilience économique de la Banque africaine de développement classe également le pays comme plus résilient sur le plan économique.

Un ralentissement économique mondial, principalement causé par la pandémie de Covid-19, a gravement affecté l'économie gabonaise. Le PIB réel s'est contracté de 2.7 % en 2020, après avoir progressé de 3.9 % en 2019, en raison d'une baisse de 21 % de la production pétrolière nationale, d'une chute des prix du pétrole et d'un ralentissement de l'activité du secteur non pétrolier qui résulte des mesures prises pour contenir la propagation de la Covid-19.

L'inflation a augmenté à 3 % en 2020, contre 2 % en 2019, en grande partie en raison des perturbations de l'approvisionnement avec la chute du prix du pétrole qui a forcé certaines grandes compagnies pétrolières à fermer leurs activités au Gabon. Le taux d'inflation devrait baisser à 2 % d'ici 2022 grâce au contrôle de la Covid-19 et à la stabilisation des prix du pétrole sur le marché mondial, ainsi qu'à la réduction de la dépendance vis-à-vis du secteur pétrolier et gazier.

La notation du Gabon est de B selon Standard & Poor, tandis que Moody a indiqué Caa1, et Fitch a affirmé B-.

Le Gabon a connu une croissance économique soutenue et s'est targué d'être un pays à revenu moyen supérieur, avec un coût de la vie 1.63 fois inférieur à la moyenne mondiale, ce qui fait du pays un lieu potentiellement attractif pour les investissements dans le secteur du pétrole et du gaz.



2.5.4.3 Facteurs sociaux

L'exploration et la découverte de pétrole et de gaz en mer, ainsi que l'augmentation de l'utilisation du gaz, notamment dans le secteur de l'électricité, favoriseront l'amélioration de la situation sociale dans tout le pays. Malgré cette croissance prometteuse, un taux de chômage inquiétant de 20.5 % persiste.

Le taux de participation à la population active du pays serait de 63.75 % en 2020, ce qui accroîtrait le potentiel d'investissement et de développement du pays.

Les données de la Banque mondiale montrent que le taux de l'indice du capital humain du Gabon est faible, à 0.46.

Le Gabon a un taux de croissance démographique de 2.4 %, 90 % de ses habitants vivant dans les zones urbaines et les cités.

2.5.4.4 Facteur technologiques

La recherche et l'innovation sont encouragées par le gouvernement gabonais dans divers secteurs, notamment le secteur pétrolier, afin d'accroître l'utilisation des ressources en pétrole et en gaz. Avec l'avènement de la technologie et les progrès de l'exploitation du pétrole et du gaz, le pays a commencé à mettre en place des initiatives visant à utiliser le gaz pour la production et la distribution d'électricité à des fins domestiques et industrielles.

Avec l'installation du réseau interconnecté de fibres optiques de 22 km qui relie le Cameroun au Gabon, les avancées et innovations technologiques (secteur public et privé) ont été accélérées, notamment dans le secteur du commerce électronique.

Le pays donne également accès au câble sous-marin à fibres optiques ACE.

2.5.4.5 Facteurs juridiques

La principale législation relative aux activités pétrolières au Gabon est la loi sur les hydrocarbures, loi n° 011/2014.

En outre, le décret n°. 673, régit les investissements directs étrangers dans les secteurs économiques clés, y compris le secteur du pétrole et du gaz.

En raison de la nature générale de la loi sur les hydrocarbures de 2014, la plupart des dispositions spécifiques régissant l'exploration et la production pétrolières sont incluses dans les accord de partage de la production (PSA).

Des actes uniformes, notamment l'acte des sociétés OHADA, s'appliquent aux sociétés exerçant des activités pétrolières et gazières au Gabon et les activités pétrolières et gazières sont soumises à la réglementation du contrôle des changes applicable au sein de la CEMAC.

Les règlements adoptés par la CEEAC peuvent également s'appliquer aux entreprises exerçant des activités pétrolières et gazières au Gabon.

2.5.4.6 Facteurs environnementaux

Le torchage du gaz est l'une des principales sources de pollution atmosphérique dans les champs de production pétrolière, mais le gouvernement a adopté des mesures pour le réduire en convertissant le gaz torché en électricité ou en combustible domestique.

Pour s'assurer que les investisseurs respectent les règles de protection de l'environnement prescrites aux articles 125 et 126 de la loi n° 002/2019, les opérateurs sont tenus de soumettre au ministère des Hydrocarbures et de l'Environnement des plans de torchage du gaz pour les champs de production.

3. Analyse SWOT

L'objectif de l'analyse SWOT est:

- d'identifier les opportunités et les menaces associées au déploiement du pétrole et du gaz en Afrique en raison des tendances, des situations et des événements observés dans le macro-environnement
- d'analyser et de mettre en évidence les points forts et les points faibles dans le contexte des conditions macro-environnementales actuelles et futures du secteur pétrolier et gazier africain.

Les analyses SWOT sont présentées ci-dessous pour chaque pays et chaque région.

3.1 Pays d'Afrique du Nord

3.1.1 Algérie

3.1.1.1 Points forts

- Des réserves naturelles abondantes (12.2 milliards de barils de pétrole brut, 2.3 tcf de gaz naturel, 707 tcf de gaz de schiste)
- Des relations commerciales et des gazoducs établis entre l'Algérie et l'Europe
- Capacité existante de raffinage (657 000 bpj) et de liquéfaction (25.3 MTPA)
- Présence d'opérateurs internationaux (Eni, BP, Equinor, Sonatrach et China National Petroleum Corporation, etc.)

- Membre de l'OPEP
- Nouvelle loi sur les hydrocarbures qui allège les taxes, simplifie les procédures d'octroi de licences et raccourcit les délais pour les accords d'exploration et de production
- Accès au système de câble de communication sous-marin à fibre optique méditerranéen SEA-ME-WE 4 (Asie du Sud-Est-Moyen Ouest Europe), d'une capacité de 4.6Tbps.

3.1.1.2 Points faibles

- Déclenchement d'une crise politique et sociale aiguë en 2019
- Corruption élevée (indice de perception de la corruption de 33 % selon transparency.org)
- Instabilité politique (-0.86 indice de stabilité politique selon globalconomy.com)
- Moins résilient économiquement (selon l'indice de résilience économique de la Banque africaine de développement)
- Taux de chômage élevé (12.8%)
- Importateur net de produits pétroliers raffinés, malgré un approvisionnement local en pétrole brut suffisant
- Poids excessif (ratio d'emploi) du secteur public par rapport au secteur privé
- Il n'existe pas de zones économiques spéciales ou de zones de commerce extérieur en Algérie, à l'exception de la zone économique exclusive située au large des côtes.

3.1.1.3 Opportunités

- Redémarrage du terminal GNL de Skikda (4.5 MTPA)
- Construction d'un gazoduc transcontinental d'exportation destiné à l'Italie (Europe)
- Construction d'un gazoduc d'exportation transrégional du Nigeria à l'Algérie via le Niger
- Accès à une raffinerie de pétrole brut de 100 000 bps à Hassi Messaoud, qui sera mise en service en 2025.

3.1.1.4 Menaces

- Les énergies renouvelables, une menace pour le développement du secteur pétrolier et gazier (elles devraient passer de 2 % à 15 % d'ici 2028)
- A récemment rompu ses relations diplomatiques avec le Maroc en raison de la question de la souveraineté du Sahara occidental.

3.1.2 Égypte

3.1.2.1 Points forts

- Un nombre important de réserves (3.1 milliards de barils de pétrole brut et 74.2 tcf de gaz naturel)
- Grande capacité de raffinage (795 000 bps) et de liquéfaction (12.2 MTPA)
- Membre de plusieurs organisations internationales d'investissement pétrolier, dont l'Organisation des pays arabes exportateurs de pétrole.
- Plusieurs accords commerciaux internationaux, dont une zone de libre-échange avec l'Europe, la grande zone de libre-échange arabe, le COMESA, la zone de libre-échange d'Agadir, l'accord d'association Égypte-UE, etc.
- Présence de compagnies pétrolières internationales (BP, APEX International Energy, Chevron, ExxonMobil, etc.)
- Cinq licences d'exploration ont été attribuées à Eni en 2022, principalement axées sur le gaz
- Quatre zones économiques spéciales, la zone d'Ain Sokhna étant destinée à l'industrie lourde telle que l'exploitation du pétrole et du gaz
- Une position géographique avantageuse, avec la proximité de la mer Rouge et de la mer Méditerranée, ainsi que du canal de Suez
- La seule participation du gouvernement aux activités pétrolières et gazières est constituée par les accords de partage de la production (PSA), qui sont adoptés par une loi du Parlement
- Accès à un système de câble sous-marin résilient tel que le système HARP (Hybrid African Ring Path) pour les communications réseau
- Outre ses terminaux GNL de Damiette et d'Idku, l'Égypte a élaboré une stratégie visant à devenir une plaque tournante

régionale pour le commerce du pétrole et du gaz, grâce aux nombreuses infrastructures (ports pétroliers, oléoducs, capacités de stockage du pétrole brut et du pétrole) réparties dans tout le pays.

3.1.2.2 Points faibles

- Corruption élevée (indice de perception de la corruption de 33 % selon transparency.org)
- Instabilité politique (-1.21 indice de stabilité politique selon globalconomy.com)
- Moins résilient économiquement (selon l'indice de résilience économique de la Banque africaine de développement)
- Taux de chômage élevé (7.5 %)
- Malgré d'importantes réserves de pétrole brut, l'Égypte importe du pétrole et des produits pétroliers pour satisfaire sa demande locale
- Diminution de la participation au marché du travail (41.5 % en 2020).

3.1.2.3 Opportunités

- Accès à l'oléoduc SUMED (capacité excédentaire de 1.2 million de bpi)
- L'accès à l'AGP (capacité excédentaire de 70.6 bcf par an) permet de transporter du gaz vers la Jordanie, la Syrie et le Liban
- Construction d'un gazoduc (d'une capacité de 283 bcf) entre le champ gazier offshore de Chypre et le terminal GNL égyptien de Damiette Segas (capacité de
- 5 millions de tonnes par an), qui a été remis en service en 2021
- Accès à EFLNG (7.2 MTPA) une fois que l'exportation préférentielle de gaz vers le Liban via AGP aura été établie
- Accès aux produits et services associés à la zone économique spéciale d'Ain Sokhna
- Exploitation de la pénurie d'approvisionnement en gaz de l'Europe due à la récente guerre russo-ukrainienne, pour exporter du gaz vers l'Europe et utiliser ses installations de liquéfaction.

3.1.2.4 Menaces

- Une volonté accrue de recourir aux énergies renouvelables (42 % du mix électrique d'ici 2035)
- Déclin du taux de production de pétrole brut.

3.1.3 Libye

3.1.3.1 Points forts

- Les plus grandes réserves de pétrole brut (48.4 milliards de barils) et d'importantes réserves de gaz naturel (50.5 tcf)
- Dette extérieure très faible (5 % du PIB)
- Membre de l'OPEP, avec exemption des quotas de production
- Capacité de raffinage (380 000 bpi) et de liquéfaction (3,2 MTPA)
- Position stratégique en Méditerranée, proximité de l'Europe
- Gazoduc établi (Greenstream ; 530 MPCSJ) reliant la Libye à l'Europe (Italie)
- Présence de compagnies pétrolières internationales (Total Energies, Eni, BP, ConocoPhillips, etc.)
- Exportateur net de produits pétroliers raffinés
- Accord commercial bilatéral avec le Maroc et la Jordanie
- Membre de la GAFTA, du COMESA, de l'UMA et de la CEN-SAD
- Wintershall Aktiengesellschaft a signé deux accords d'exploration et de production en 2019
- Les contrats d'exploration et de production de pétrole et de gaz sont négociés directement avec la National Oil Corporation
- La zone économique du canal de Suez, qui comprend six ports maritimes et deux aéroports situés le long du canal.

3.1.3.2 Points faibles

- Corruption élevée (indice de perception de la corruption de 17 % selon transparency.org)
- Instabilité politique (indice de stabilité politique de -2.48 selon globalconomy.com) et conflits militaires
- Moins résilient économiquement (selon l'indice de résilience économique de la Banque africaine de développement)
- Taux de chômage élevé (19.39 %)
- Les conditions peu attrayantes spécifiées dans les accords d'exploration et de part-

age de la production, qui entravent les investissements sur le marché libyen à haut risque

- Les milices armées qui contrôlent une partie du secteur pétrolier.

3.1.3.3 Opportunités

- Accès à la zone économique spéciale prévue à Wadi Al-Harir
- Accès aux gazoducs d'exportation européens existants (Greenstream)
- Redémarrage de l'usine de GNL de Libye (3.2 MTPA), située à Marsa al-Breg
- Construction d'installations de production d'électricité à partir de gaz pour combler le déficit de production existant de 2 500 MW
- Accès aux nouvelles raffineries (raffinerie de Tobrouk de 300 000 bpj et raffinerie d'Ubari de 30 000 bpj)
- Accès aux produits et services associés à la zone économique du canal de Suez.

3.1.3.4 Menaces

Des conditions fiscales plus favorables dans les pays voisins qui pourraient attirer davantage d'investisseurs préférentiels pour la Libye.

3.1.4 Mauritanie

3.1.4.1 Points forts

- Des réserves de pétrole non exploitées (730 millions de barils) et d'importantes réserves de gaz (73.9 tcf)
- Une position géographique idéale, à proximité de l'Europe et capable de desservir d'autres pays d'Afrique de l'Ouest
- Présence de compagnies pétrolières internationales (BP, Total Energies, Shell, New Fortress Energy, Capricon Energy, etc.)
- Accords commerciaux bilatéraux avec l'Algérie, la Gambie, le Maroc, la Tunisie, la Chine, le Koweït, le Qatar, la Turquie et le Soudan.
- Membre de l'OMC, du GATT, de la CEDEAO, de l'UMA et de la zone de libre-échange panarabe et bénéficie du SPG des États-Unis pour les produits pétroliers bruts
- Alignement avec les objectifs de développement durable des Nations unies et

publication d'un plan de développement stratégique socio-économique (SCAPP)

- Accord de coopération transfrontalière active pour le développement du champ GTA avec le Sénégal
- Création d'une zone franche à Nouadhibou
- Fait partie de WARCIP
- Nouakchott sert de point d'atterrissage pour le système de câble ACE.

3.1.4.2 Points faibles

- État limité des infrastructures pour le secteur pétrolier et gazier
- Corruption élevée (indice de perception de la corruption de 28 % selon transparency.org)
- Instabilité politique (-0.75 indice de stabilité politique selon globalconomy.com)
- Taux de chômage élevé (10.7 %)
- Questions relatives à l'approvisionnement durable en énergie
- Importateur net de pétrole raffiné, sans marché intérieur du gaz.

3.1.4.3 Opportunités

- Création de la ville portuaire qui comprend la réhabilitation de la capacité actuelle de stockage du pétrole à Nouadhibou.
- Extension du dépôt public de produits pétroliers liquides à Nouakchott (en cours d'examen par SMH)
- 19 blocs offshore restant à négocier, le gouvernement étant ouvert aux offres non sollicitées dans ce secteur
- Développement d'une zone dédiée au développement des hydrocarbures dans le cadre d'un partenariat public-privé.
- Exploitation d'une réserve de gaz onshore partagée avec le Mali.

3.1.4.4 Menaces

- Augmentation de la contribution des énergies renouvelables (60 % du mix énergétique d'ici 2030)
- Signature d'un protocole d'accord pour un projet d'hydrogène vert de 10 000 MW
- Le pays voisin, le Sénégal, possède un secteur pétrolier et gazier avancé, qui pourrait être favorisé pour le commerce transrégional

- Poursuite des violences terroristes (Al-Qaïda) au Mali voisin.

3.2 Pays d'Afrique de l'Est

3.2.1 Soudan et Sud Soudan

3.2.1.1 Points forts

Sud Soudan

- Importantes réserves de pétrole brut (3.5 milliards de barils)
- Début de la production d'une raffinerie nationale (3 000 bpj) en 2021
- Taux élevé de participation à la population active (73.9%)
- Présence de compagnies pétrolières internationales (Dar Petroleum, Petronas et China National Petroleum Corporation)
- Liens économiques à long terme avec la RCA, l'Éthiopie, le Kenya et l'Ouganda
- Accords bilatéraux d'investissement signés (non en vigueur) avec les EAU et le Maroc
- Zone économique spéciale de Juba située à 30 km de la capitale du Sud-Soudan.

Soudan

- Importantes réserves de pétrole brut (1.5 milliards de barils)
- Oléoducs de transport de pétrole en vrac opérationnels, d'une capacité combinée de près de 1 million de bpj
- Terminal maritime de Bashayer, terminal d'importation et d'exportation, avec une capacité de stockage de pétrole de 2.5 millions de bpj
- Raffineries opérationnelles d'une capacité de 110 000 bpj
- Infrastructure TIC solide, reliée à trois systèmes de câbles sous-marins dans Port Soudan, et une liaison terrestre avec l'Égypte et l'Éthiopie
- Retrait du SSTL par les États-Unis en 2020
- Présence de compagnies pétrolières internationales (Petronas et China National Petroleum Corporation)
- Membre de l'IGAD et du COMESA
- La Zone Franche de la mer Rouge, située à 38 km au sud de Port Soudan, et la Zone Franche de Garri, localisée à 70 km au nord de Khartoum.

3.2.1.2 Points faibles

Sud Soudan

- Corruption élevée (indice de perception de la corruption de 11 % selon transparency.org) et mauvaise gestion des revenus pétroliers
- Instabilité politique (-2.1 indice de stabilité politique selon tradingeconomics.com) résultat d'une guerre civile
- Moins résilient économiquement (selon l'indice de résilience économique de la Banque africaine de développement)
- Taux de chômage élevé (12.66 %)
- Pays enclavé
- Importateur net de produits pétroliers raffinés, malgré l'offre locale de pétrole brut
- Instabilité économique due à la forte dépendance des recettes publiques (>90 %) et du PIB (70 %) vis-à-vis du secteur pétrolier
- Le secteur pétrolier intermédiaire dépend des infrastructures appartenant au gouvernement soudanais (oléoduc et terminal d'exportation/importation)
- Aucune infrastructure associée au secteur du gaz, le gaz associé étant réinjecté ou brûlé à la torche
- Présence de népotisme et de tribalisme dans l'industrie pétrolière, entraînant une guerre civile
- Le taux de pénétration de la téléphonie mobile le plus faible d'Afrique, avec une infrastructure TIC négligeable
- Absence d'application de la réglementation du secteur pétrolier et gazier.

Soudan

- Instabilité politique (indice de stabilité politique de -1.76 selon globalconomy.com) due aux guerres civiles et au coup d'État militaire de 2021
- Corruption élevée (indice de perception de la corruption de 20% selon transparency.org)
- Pays moins résilient économiquement (selon l'indice de résilience économique de la Banque africaine de développement)
- Taux élevé de chômage (17.7 %) et de pauvreté (56 %)

- Guerre civile, influencée par le tribalisme, entraînant des dommages aux infrastructures pétrolières
- Récession économique, classé par le Fonds monétaire international et la Banque mondiale comme étant en situation de surendettement
- Diminution de la production pétrolière après l'indépendance du Sud-Soudan
- Présence de népotisme et de tribalisme dans l'industrie pétrolière
- Présence d'institutions de régulation environnementale faibles
- Aucune infrastructure associée au secteur du gaz, le gaz associé étant réinjecté ou brûlé à la torche
- Programmes de zones économiques spéciales non intégrés dans les plans industriels nationaux.

3.2.1.3 Opportunités

Sud Soudan

- Le cycle d'octroi de licences portant sur 14 blocs sera ouvert début 2022
- Proposition d'un oléoduc de transport de pétrole brut (exportation) destiné au Kenya via l'Ouganda, afin de réduire les coûts de traitement, de transport et les tarifs associés via Khartoum
- Proposition d'un oléoduc pour le transport du pétrole brut (exportation) à destination de Djibouti via l'Éthiopie, afin de réduire le traitement, le transport et les tarifs associés à travers Khartoum
- Proposition d'un oléoduc de transport de pétrole brut (exportation) destiné à la Tanzanie via l'Ouganda, se raccordant à l'oléoduc de pétrole brut d'Afrique de l'Est (AECOP), afin de réduire le traitement, le transport et les tarifs associés via Khartoum
- LAPSET comprend un oléoduc entre le Sud-Soudan et l'Éthiopie, pour permettre l'exploitation et la monétisation des réserves
- Redéploiement de la raffinerie de Tangrial (10 000 bpj), qui a été suspendue en 2019 en raison de problèmes de sécurité

- Commercialisation du gaz associé actuellement brûlé à la torche, par exemple pour remplacer le FOL et le diesel dans le secteur de l'électricité, ou pour l'exportation
- Accès aux produits et services associés à la zone économique spéciale de Juba.

Soudan

- Remise à neuf de la raffinerie de Port Sudan (21 700 bpj)
- Nouvelles raffineries proposées (raffinerie d'Akona de 50 000 bpj et raffinerie de Gameza de 100 000 bpj)
- Accès aux produits et services associés aux zones franches de la mer Rouge et de Garri
- Cycle d'octroi de licences prévu avec 27 blocs (3 en mer et 24 sur terre) proposés pour augmenter la production de pétrole
- Commercialisation du gaz naturel associé, actuellement brûlé à la torche, par exemple pour remplacer le FOL et le diesel dans le secteur de l'électricité, ou pour l'exportation.

3.2.1.4 Menaces

Sud Soudan

- Tarifs appliqués par le gouvernement soudanais aux infrastructures de transport et d'exportation de pétrole
- Baisse de la production/des réserves de pétrole (fin de vie dépassée en 2035).

Soudan

Expansion du secteur pétrolier en aval et en amont au Sud-Soudan vers les pays voisins pour l'exportation.

3.2.2 Tanzanie

3.2.2.1 Points forts

- Réserves de gaz suffisantes (57,54 tcf) sur les zones onshore et offshore pour assurer la durabilité du projet
- Résilience économique (selon l'indice de résilience économique de la Banque africaine de développement)
- Oléoduc transfrontalier (oléoduc Tazama de 22 000 bpj)
- Point de débarquement des produits pétroliers destinés aux pays voisins enclavés
- Présence de lois et de politiques favorables qui soutiennent et orientent la mise en œuvre des projets pétroliers et gaziers, tels que PA 2015 et NGUMP 2016

- Une situation géographique favorable par rapport au marché asiatique en pleine croissance
- Ports de haute mer établis (Tanga, Dar es Salaam et Mtwara)
- Membre de la SADC et de l'EAC
- Accords bilatéraux d'investissement avec la Chine, le Canada, la Turquie, l'Italie, le Royaume-Uni, l'Allemagne, la Suède, la Finlande, l'île Maurice, etc.
- Présence de compagnies pétrolières internationales (Equinor, Pan-African Energy, ExxonMobil)
- Développement continu des infrastructures TIC, connexion à plusieurs systèmes de fibres sous-marines d'Afrique de l'Est (2Africa, EASSy, Seacom, TEAMs) et deuxième marché des télécommunications d'Afrique de l'Est.

3.2.2.2 Points faibles

- Instabilité politique (-0.41 indice de stabilité politique selon globalconomy.com)
- Corruption élevée (indice de perception de la corruption de 39 % selon transparency.org)
- Taux de chômage modéré (9.5 %)
- Infrastructures pétrolières et gazières inadéquates (réseaux limités de transmission/distribution de gaz naturel et absence de raffinerie de pétrole brut).

3.2.2.3 Opportunités

- Accès au réseau de pipelines de l'EACOP, qui pourrait servir de point de raccordement pour les nouveaux développements
- L'accès au réseau de pipelines de Tazama (qui recherche des investisseurs pour un projet d'expansion), qui pourrait potentiellement servir de point de raccordement pour les nouveaux développements
- Accès aux installations de traitement du gaz sous-utilisées de Madimba et Mnazi
- Centrales électriques à combustible liquide disponibles pouvant être converties pour fonctionner au gaz naturel
- Création de zones économiques spéciales dans les ports en eau profonde opérationnels (Tanga, Dar es Salaam et Mtwara)
- Cinquième cycle d'octroi de licences en amont (8 blocs en eau profonde) prévu en 2022.

3.2.2.4 Menaces

Le projet hydroélectrique de 2 100 MW.

3.2.3 Ouganda

3.2.3.1 Points forts

- Importantes réserves de pétrole (6.5 milliards de barils)
- Plus de résilience économique (selon l'indice de résilience économique de la Banque africaine de développement)
- Taux de chômage faible et en baisse constante (2.44 %)
- Négociation actuelle de licences d'exploration pour cinq blocs pétroliers le long de la frontière occidentale
- Présence de compagnies pétrolières internationales (Total Energies, Tullow Oil, China National Offshore Oil Corporation et Armour Energy Australia)
- Vaste potentiel géothermique (450 MW), notamment dans l'est de l'Ouganda, autour du lac Albert.

3.2.3.2 Points faibles

- Instabilité politique (-0.78 indice de stabilité politique selon globalconomy.com)
- Corruption élevée (indice de perception de la corruption de 27 % selon transparency.org)
- Accès limité à l'électricité, en raison de la faible capacité de production et de l'insuffisance des infrastructures de transmission et de distribution
- Des TIC peu développées, attribuées à un environnement d'investissement difficile
- Importateur net de produits pétroliers raffinés, malgré des réserves nationales de pétrole brut suffisantes.

3.2.3.3 Opportunités

- Raffinerie proposée (60 000 bpj Uganda Oil Refinery)
- Projet de pipeline d'exportation transfrontalier (216 000 bpj EACOP) actuellement en phase d'appel d'offres
- Exploitation du potentiel géothermique dans l'est de l'Ouganda

- Accès aux produits et services associés aux zones franches de l'Ouganda
- Projet de pipeline transfrontalier (pipeline de produits pétroliers Kenya-Ouganda-Rwanda)
- Accès à l'infrastructure de transit du complexe pétrolier lacustre de Mahathi, en Ouganda.

3.2.3.4 Menaces

- Forte dépendance à l'égard des énergies renouvelables (hydroélectricité).
- Présence terroriste (groupe terroriste des Forces démocratiques alliées).

3.3 Pays d'Afrique australe

3.3.1 Angola

3.3.1.1 Points forts

- Un secteur pétrolier établi, avec d'importantes réserves de pétrole brut (7.8 milliards de barils)
- Révision du régime de licences et de taxes (2021) offrant des conditions d'investissement plus favorables
- Présence de compagnies pétrolières internationales (Total Energies, Chevron, Exxon Mobil et BP)
- Membre de l'OPEP
- Membre du GAFTA et de la ZLECAf
- Zone économique spéciale (Luanda-Bengo)
- Connexion aux systèmes de fibres sous-marins (SACS et WACS)
- Excellente situation géographique, servant de porte d'entrée aux nations voisines, dont beaucoup sont enclavées.

3.3.1.2 Points faibles

- Un environnement commercial difficile, en particulier dans le secteur pétrolier (compagnie pétrolière nationale, Sonangol), est attribué à des niveaux élevés de corruption (29% d'indice de perception de la corruption selon transparency.org)
- Instabilité politique (-0.52 indice de stabilité politique selon globalconomy.com) attribuée au changement de gouvernement

- Moins résilient économiquement (selon l'indice de résilience économique de la Banque africaine de développement)
- Taux de chômage élevé (31.60 %)
- Importateur net de produits pétroliers raffinés, malgré d'importantes réserves pétrolières nationales.

3.3.1.3 Opportunités

- Amélioration de l'environnement commercial à la suite du processus de restructuration en cours à Sonangol, afin de lutter contre la corruption signalée précédemment
- Réserves de gaz non développées (10.6 tcf)
- Des zones pétrolières sous-explorées en eaux profondes et pré-salées
- Nouvelle stratégie d'exploration des hydrocarbures axée sur la stabilisation de la production pétrolière
- Monétisation du gaz associé (18 bcf) actuellement brûlé à la torche
- Accès aux produits et services associés à la zone économique spéciale de Luanda-Bengo
- Accès à l'usine de GNL sous-utilisée de Soyo (5.2 MTPA)
- Prochaines ventes aux enchères des 55 blocs du plateau continental riche en pétrole de la côte angolaise avant 2025
- Projet de pipeline transfrontalier AZOP (100 000 bpj)
- Proposition de centrale électrique TGCC de 750 MW (2024)

3.3.1.4 Menaces

- Détérioration des relations entre Sonangol et les compagnies pétrolières internationales
- La baisse des taux de production des champs pétrolifères existants.

3.3.2 Mozambique

3.3.2.1 Points forts

- D'abondantes réserves de gaz naturel offshore (193.3 tcf)
- Une situation géographique favorable, avec un long littoral (2 700 km) et la proximité des marchés sud-africain et asiatique
- Infrastructure opérationnelle de transport de gaz à grande échelle desservant l'Afrique du Sud (gazoduc ROMPCO de 570 MPCSJ)



- Construction en cours de grandes installations d'exportation de GNL (Rovuma LNG et Mozambique LNG)
- Connexion aux systèmes de fibres sous-marines (EASSy, Seacom, PEACE, 2Africa)
- Présence de compagnies pétrolières internationales (ExxonMobil, Sasol, ENI, Total Energies et China National Petroleum Corporation)
- Protocole commercial de la SADC ratifié
- Zones franches industrielles de Beluluane (province de Maputo), Locone (province de Nampula), Minheuene (province de Nampula), Mocuba (province de Nampula), Revúboè (province de Tete)
- Accords commerciaux bilatéraux avec le Malawi et le Zimbabwe, ainsi qu'un traité bilatéral d'investissement et un accord transfrontalier sur le commerce du gaz avec l'Afrique du Sud
- Taux élevé de participation à la population active (>76 %), avec environ
- 300 000 nouveaux arrivants sur le marché du travail chaque année.

3.3.2.2 Points faibles

- Instabilité politique (-1.16 indice de stabilité politique selon globalconomy.com)
- Corruption élevée (indice de perception de la corruption de 26 % selon transparency.org)
- Moins résilient économiquement (selon l'indice de résilience économique de la Banque africaine de développement)
- Taux de chômage modéré (3.8 %)
- Maladies endémiques (paludisme, choléra et fièvre jaune).

3.3.2.3 Opportunités

- Accès au pipeline de ROMPCO (capacité de réserve) : 41.5 MPCSJ; 311.6 MPCSJ avec la modernisation des boucles 3 et 4 desservant l'Afrique du Sud
- Accès aux produits et services associés aux Zones franches industrielles (Beluluane, Locone, Minheuene, Mocuba, Revúboè)
- Remplacer la capacité de production d'électricité à partir du charbon (1 700 MW prévus dans le plan directeur jusqu'en 2042) par une production d'électricité à partir du gaz
- L'accès à des corridors logistiques (notamment les chemins de fer de Nacala, Beira et Maputo) reliant les ports côtiers en eau profonde aux pays voisins tels que le Zimbabwe, le Malawi et la Zambie

- Sixième cycle d'octroi de licences (en ligne et en personne), clôture fin août 2022, offrant 16 blocs géographiquement répartis dans le bassin de Rovuma, le bassin d'Angoche, le delta du Zambèze et la région de Save.

3.3.2.4 Menaces

- Une situation sécuritaire médiocre avec l'activité des rebelles islamistes dans les régions du centre et du nord
- La vulnérabilité aux catastrophes naturelles (chocs climatiques), telles que les inondations, les sécheresses et les cyclones.

3.3.3 Afrique du Sud

3.3.3.1 Points forts

- De multiples ressources nationales de gaz (60 tcf conventionnels et non conventionnels) et de pétrole (9 milliards de barils)
- Plus de résilience économique (selon l'indice de résilience économique de la Banque africaine de développement)
- Infrastructure gazière existante disponible à proximité du Mozambique et de la Tanzanie
- Infrastructures pétrolières et gazières existantes, de niveau intermédiaire et en aval, regroupées autour des principaux centres de demande
- Exploitation active des ressources en gaz biogène
- Système international de fibres sous-marines, EACS, reliant l'Afrique du Sud et l'Afrique de l'Ouest à l'Europe, ainsi que le réseau 2Africa en cours de construction
- Établissement d'un accord commercial avec les pays faisant état d'importantes découvertes de gaz dans la région (dont le Mozambique)
- Conclusion de ZLE avec l'UE et ZLEE, et conclusion d'accords commerciaux préférentiels avec le MERCOSUR et l'Inde
- A conclu un accord commercial coopératif, leTIDCA, et bénéficie de l'AGOA
- Soutien politique de l'ensemble du gouvernement et économie océanique de l'opération Phakisa pour le développement du marché du gaz
- Présence de compagnies pétrolières internationales (Total Energies, ENI, Sasol, BHP Billiton, Cairn Energy et Shell)

- La zone économique spéciale de Musina-Makhado, située stratégiquement près du poste-frontière de Beitbridge entre l'Afrique du Sud et le Zimbabwe, sert de porte d'entrée aux pays de la SADC et d'emplacement essentiel sur le corridor commercial nord-sud
- Les guichets uniques InvestSA, situés au Cap occidental et au KwaZulu Natal, pour accélérer les projets et réduire les formalités administratives
- La zone économique spéciale de Coega, située près du port de Ngqura, est destinée à devenir la plaque tournante du GNL en Afrique du Sud.

3.3.3.2 Points faibles

- Instabilité politique (indice de stabilité politique de -0.24 selon globalconomy.com) et mécontentement social généralisé
- Niveaux élevés de corruption (44 % d'indice de perception de la corruption selon transparency.org) et de mauvaise gestion
- Fitch a attribué une notation négative
- Taux de chômage élevé (34.9 %)
- Importateur net de produits pétroliers raffinés en raison d'une capacité de raffinage du pétrole brut inadéquate et en forte baisse
- Épuisement des gisements de gaz offshore, entraînant la suspension des opérations de GTL
- Un réseau électrique sous-alimenté et une capacité de réseau restrictive
- Demande de gaz domestique fragmentée
- Projet de loi révisé de 2021 sur le développement des ressources pétrolières en amont devant encore faire l'objet d'un processus parlementaire approfondi.

3.3.3.3 Opportunités

- Exploitation des ressources gazières nationales (conventionnelles et non conventionnelles)
- Accès aux produits et services associés aux zones économiques spéciales de Musina-Makhado et de Coega, ainsi qu'aux guichets uniques d'InvestSA

- Conversion potentielle des centrales électriques au charbon existantes (OCGT) et mises en sommeil, ce qui portera la contribution de la production d'électricité au gaz naturel de 2.6 % à 15.7 % d'ici à 2030 (IRP 2019).

3.3.3.4 Menaces

- Militants pour l'environnement retardent/refusent les développements pétroliers et gaziers en Afrique du Sud
- Relations de travail hostiles, protestations contre la prestation de services et protestations des jeunes (à la recherche d'opportunités d'emploi)
- Les attaques xénophobes sont le résultat de l'immigration illégale en Afrique du Sud.

3.4 Pays d'Afrique occidentale

3.4.1 Ghana

3.4.1.1 Points forts

- Plus de résilience économique (selon l'indice de résilience économique de la Banque africaine de développement)
- Infrastructure d'importation de GNL (3.4 MTPA Tema)
- Infrastructure opérationnelle pour le pétrole (45 000 bpj de TOR) et le gaz
- (150 MPCSJ de traitement de gaz d'Atuao)
- WAGP a 800 MPCSJ, reliant le Ghana au Nigeria, au Bénin et au Togo
- Connexion aux systèmes de fibres sous-marins (ACE, WACS, GLO-1)
- La zone franche de Tema, facilitée par l'initiative Ghana Gateway de la Banque mondiale
- Zone franche d'exportation de Shama, située dans la zone métropolitaine de Shama Ahanta East (à proximité de blocs pétroliers offshore)
- Solides antécédents en matière de stabilité politique (démocratie fonctionnelle) (indice de stabilité politique de 0.13 selon globalconomy.com)
- Liens étroits avec le Royaume-Uni, les États-Unis, l'UE, la Chine, l'Inde et l'Afrique du Sud.
- Membre de l'OMC et signataire de l'accord de partenariat entre l'Afrique, les Caraïbes et le Pacifique (accord de partenariat ACP-UE)
- Membre de la CEDEAO et bénéficiaire de l'AGOA

- Plan de développement des infrastructures prioritaires pour atteindre ses objectifs de développement nationaux, alignés sur les objectifs de développement durable et l'accord de Paris
- Présence de sociétés pétrolières internationales (Tullow Oil, Vitol, Kosmos Energy, ENI, Aker Energy)
- Stade avancé des négociations sur l'exploration et la production avec les gagnants des licences du bassin occidental.

3.4.1.2 Points faibles

- Corruption élevée (indice de perception de la corruption de 43 % selon transparency.org)
- Taux de chômage modéré (4.53 %)
- Pas de développement supplémentaire du gazoduc bidirectionnel Ghana-Côte d'Ivoire proposé en 2019
- Importateur net de GNL et de produits pétroliers raffinés malgré des réserves nationales de gaz naturel (2 tcf) et de pétrole (700 millions de barils)
- Absence d'accords de partenariat public-privé dans les infrastructures critiques en aval (raffinerie et pipelines de distribution), ce qui entraîne une exploitation et une gestion inefficaces et inefficientes des infrastructures clés.

3.4.1.3 Opportunités

- Capacité disponible de production d'électricité à partir du gaz (OCGT), la conversion du combustible étant un objectif clé du gouvernement et de l'autorité de production d'électricité
- Accès au WAGP
- Capacité excédentaire (30 millions de pieds cubes par jour) disponible à l'usine de traitement du gaz située à Atuabo
- Terminal offshore GNL évolutif de Tema (initialement 1.75 MTPA ; évolutif jusqu'à 3.4 MTPA)
- Centre pétrolier proposé dans l'ouest du Ghana, à Bonyere
- Accès aux produits et services associés à la zone franche de Tema et à la zone franche d'exportation de Shama
- Possibilités d'exploration du bassin oriental.

3.4.1.4 Menaces

Tendances séparatistes à la frontière orientale avec le Togo.

3.4.2 Nigeria

3.4.2.1 Points forts

- Résilience économique (selon l'indice de résilience économique de la Banque africaine de développement)
- Réserves abondantes de pétrole (36.9 milliards de barils) et de gaz naturel
- (193.3 tcf)
- Membre de l'OPEP
- Réseau d'oléoducs stratégiquement situé reliant les raffineries aux réseaux de distribution
- WAGP a 800 MPCSJ, reliant le Nigeria au Ghana, au Bénin et au Togo
- •mportante infrastructure d'exportation de GNL (22 MTPA de GNL ; 2019 FID pour augmenter la capacité à 30 MTPA ; 5 MTPA de LGN)
- Présence de compagnies pétrolières internationales (Chevron, Eni, ExxonMobil, Shell et Total Energies)
- Signature de la ZLECAf en 2019 et mise en œuvre du CET de la CEDEAO en 2015
- Les zones franches pétrolières et gazières, situées au cœur du delta du Niger, occupent une position stratégique dans les ports de Warri, Onne et Lagos.

3.4.2.2 Points faibles

- Instabilité politique (-1.86 indice de stabilité politique selon globalconomy.com)
- Corruption élevée (indice de perception de la corruption de 24 % selon transparency.org) et mauvaise gestion
- Taux de chômage élevé (33.3 %)
- Importateur net de produits pétroliers raffinés, malgré une importante capacité de raffinage et un approvisionnement national en pétrole brut
- Prise en charge élevée par le gouvernement
- Déversements récurrents de pétrole dus à la corrosion des pipelines, à des problèmes d'entretien, à des pannes d'équipement, à des sabotages et à des vols

- Capacité des raffineries nationales non utilisée en raison de l'entretien défectueux et du manque de main-d'œuvre qualifiée
- Localisation des troubles civils dans les provinces du delta du Nigeria.

3.4.2.3 Opportunités

- Accès à la capacité de traitement excédentaire de l'usine de traitement onshore d'Accugas, stratégiquement située dans le sud-est du Nigeria
- Commercialisation du gaz associé brûlé à la torche (54 milliards de pieds cubes par jour), grâce à l'initiative "Zéro torche d'ici 2030"
- Accès aux produits et services associés aux zones franches pétrolières et gazières
- Bassin de Kwanza (blocs onshore et offshore peu profonds).

3.4.2.4 Menaces

- Activités terroristes (insurrection islamique de Boko Haram) dans le nord-est du pays
- Exploitation d'un important potentiel solaire.

3.4.3 Sénégal

3.4.3.1 Points forts

- D'importantes réserves de pétrole (1 milliard de barils) et de gaz naturel (40 tcf) au large des côtes
- Une situation géographique favorable, avec un grand port maritime et un accès facile aux marchés européens et nord-américains
- Membre de l'EITI, de la CEDEAO, de l'UEMOA, de la ZLECAf et de l'OMC
- Possibilité de bénéficier de l'accès au marché américain dans le cadre de l'AGOA, qui expire en 2025
- Présence de compagnies pétrolières internationales (BP, Kosmos Energy et Woodside Energy)
- Connexion aux câbles sous-marins (ACE et SHARE)
- Agence de Promotion des Investissements et Grands Travaux, située à Dakar

- Soutien des donateurs internationaux dans le cadre du Plan Sénégal Emergent, en particulier le FMI avec son instrument de coordination des politiques économiques.

3.4.3.2 Points faibles

- Instabilité politique (-0.02 indice de stabilité politique selon globalconomy.com)
- Corruption élevée (indice de perception de la corruption de 43% selon transparency.org)
- Moins résilient économiquement (selon l'indice de résilience économique de la Banque africaine de développement)
- Aucun appel d'offres à venir pour le pétrole et le gaz
- Insuffisance de la production d'électricité et de la disponibilité du réseau, combinées à des retards dans le développement de l'infrastructure d'approvisionnement en électricité
- Chômage important (22.6 %) et pauvreté généralisée
- Infrastructures déficientes (installations de transport, de traitement et de stockage du pétrole et du gaz)
- Inflexibilité de l'usine de raffinage SAR (traitement limité à un seul pétrole brut, actuellement importé)
- Ecosystème institutionnel et réglementaire complexe avec trop de parties prenantes
- Troubles sociaux récurrents (Casamance)

3.4.3.3 Opportunités

- Accès aux services gouvernementaux et au soutien administratif au guichet unique d'investissement à Dakar
- Interconnexion régionale naissante (pétrole, gaz et autres produits associés) pour les pays enclavés d'Afrique de l'Ouest
- Accès à de nouvelles routes internationales de bande passante grâce à la connexion au système de câbles sous-marins SHARE
- Production d'électricité à partir de gaz, soutenue par les stratégies gouvernementales visant à accroître la part du gaz naturel dans la production d'électricité du pays grâce à des centrales électriques construites à cet effet (TGCC) et converties (OCGT)
- Proposition d'oléoducs bidirectionnels au port de Minéralier de Bargny).

3.4.3.4 Menaces

Aucune quantification à ce jour.

3.5 Pays d'Afrique centrale

3.5.1 Tchad

3.5.1.1 Points forts

- Des réserves de pétrole considérables (1.5 milliard de barils)
- Faible taux de chômage (2.26 %), avec un taux élevé de participation à la population active (68 %)
- Révision actuelle des politiques fiscales pour rendre l'investissement plus attractif
- Exportateur net de produits pétroliers raffinés, grâce à l'oléoduc Tchad-Cameroun
- Présence de compagnies pétrolières internationales (ExxonMobil, Shell, Glencore et Taiwanese Chinese Petroleum Corporation)
- Membre principal de la CEN-SAD, de la CEEAC et de la CEMAC
- Associé à l'OMC et à l'ITIE.

3.5.1.2 Points faibles

- Instabilité politique (-1.26 indice de stabilité politique selon globalconomy.com)
- Corruption élevée (indice de perception de la corruption de 20 % selon transparency.org)
- Moins résilient économiquement (selon l'indice de résilience économique de la Banque africaine de développement)
- Sous-développé, comme l'illustre le manque d'infrastructures, de compétences, de TIC et d'électricité
- Enclavé, ce qui entraîne des coûts de transport élevés liés aux produits pour l'industrie pétrolière et gazière
- Incapacité à faire progresser le projet d'oléoduc Niger-Tchad jusqu'au bouclage financier depuis 2019
- Pas de zones économiques spéciales
- Population jeune (30.8 % de la population a entre 15 et 24 ans).

3.5.1.3 Opportunités

- Accès à l'oléoduc d'exportation d'une capacité de 225 000 bpj à travers le Cameroun
- Projet d'oléoduc transfrontalier Niger-Tchad (60 000 bpj)

- Commercialisation du gaz associé torché.

3.5.1.4 Menaces

- Activités terroristes (ISIS-Afrique de l'Ouest), telles que celles menées contre des cibles militaires et civiles dans la région du lac Tchad en 2020
- Le nouveau règlement de la CEMAC peut entraver l'avancement du secteur pétrolier et gazier en raison de l'obligation de rapatrier les recettes d'exportation.

3.5.2 République du Congo

3.5.2.1 Points forts

- Réserves abondantes de pétrole (2.9 milliards de barils) et de gaz naturel (10 tcf)
- Taux d'alphabétisation élevé (80 %)
- Présence de compagnies pétrolières internationales (Total Energies, Perenco, Chevron, Lukoil)
- Création de zones économiques spéciales (ZES de Pointe Noire, ZES de Brazzaville, ZES de Ouessou et ZES d'Oyo-Ollombo)
- Signature de la ZLECAf et dépôt des instruments de ratification
- Connexion au câble sous-marin (WACS)
- Membre de l'OPEP, de l'OMC, de la SADC, du COMESA, de la CEEAC, du NBI, de l'ECGLC, de l'OHADA.

3.5.2.2 Points faibles

- Instabilité politique (-0.9 indice de stabilité politique selon globalconomy.com)
- Corruption élevée (indice de perception de la corruption de 21 % selon transparency.org) et faibles capacités administratives en dehors des grandes villes
- Moins résilient économiquement (selon l'indice de résilience économique de la Banque africaine de développement)
- Taux de chômage élevé (23 %)
- Faible taux de participation à la population active (38.8 %)
- Faiblesse des infrastructures publiques (transports, énergie, eau, assainissement).

3.5.2.3 Opportunités

- Le projet d'exportation de gaz congolais d'ENI, dont le lancement est prévu en 2023
- Accès aux produits et services associés aux quatre ZES
- Projet de pipeline de produits pétroliers raffinés de Pointe-Noire à Ouessou (2027)
- Nouvelle raffinerie de pétrole de 110 000 bpj au Port de Pointe-Noire
- Infrastructure en fibre optique pour l'intégration régionale (projet Central African Backbone).

3.5.2.4 Menaces

- Des affrontements ethno-régionaux persistants (comme le récent conflit du Bassin)
- L'instabilité dans les pays voisins se propage au République du Congo
- Score de 109 à l'indice mondial des risques climatiques, avec une augmentation de l'intensité et de la fréquence des événements extrêmes causés par le changement climatique
- Le nouveau règlement de la CEMAC peut entraver le développement du secteur pétrolier et gazier en raison de l'obligation de rapatrier les recettes d'exportation
- Résurgence d'Ebola.

3.5.3 Guinée équatoriale

3.5.3.1 Points forts

- Grandes réserves de pétrole (1.1 milliard de barils) et de gaz naturel (1.4 tcf)
- Installation d'exportation de GNL (3.7 MTPA) située sur l'île de Bioko
- Une zone économique spéciale dans le port en eau profonde de l'île de Bioko et un portail commercial à guichet unique
- Présence de compagnies pétrolières internationales (ExxonMobil, Chevron, Total Energies, Ophir Energy, Noble Energy EG, Marathon Oil)
- Connexion au câble sous-marin (ACE)
- Accords bilatéraux avec d'autres pays tels que la Chine, la France, la Russie, l'Espagne, les EAU, l'Afrique du Sud, le Maroc et l'Éthiopie

- Présence d'accords économiques tels que l'accord de Cotonou avec l'UE, l'accord d'investissement de la CEMAC, la ZLECAf et le statut commercial préférentiel avec la Chine
- Membre de l'OPEP et du GECF.

3.5.3.2 Points faibles

- Instabilité politique (-0.19 indice de stabilité politique selon globalconomy.com)
- Corruption élevée (indice de perception de la corruption de 17 % selon transparency.org), bureaucratie et mauvaise gestion des revenus du pétrole et du gaz
- Moins résilient économiquement (selon l'indice de résilience économique de la Banque africaine de développement)
- Taux de chômage modéré (7.95%)
- Importateur net de produits pétroliers raffinés malgré les réserves locales de pétrole brut
- Progression lente après l'annonce faite en 2019 par le gouvernement concernant un projet de raffinerie de 20 000 bpj.

3.5.3.3 Opportunités

- Développement du terminal pétrolier de Bioko, qui servira de plaque tournante majeure en Afrique de l'Ouest pour le pétrole brut et les produits pétroliers raffinés
- Développement de la capacité de raffinage nationale (projet de raffinerie de 5 000 bpj alimentée par les champs d'Alba et d'Alén)
- Relance des plans de développement d'un FLNG dans le bloc EG-27 (2.2 MTPA)
- Proposition d'un méga hub pour le gaz, afin de monétiser le gaz offshore au Cameroun et au Nigeria
- Conversion du méthanol produit localement (19 000 bpj AMPCO) en essence et dérivés
- Exportation de l'électricité excédentaire (produite à partir de gaz naturel) vers les pays voisins tels que le Cameroun et le Gabon.

3.5.3.4 Menaces

Diminution des réserves de pétrole (taux de déclin moyen de 10 % par an)

3.5.4 Gabon

3.5.4.1 Points forts

- Plus de résilience économique (selon l'indice de résilience économique de la Banque africaine de développement)

- Producteur de pétrole mature, avec d'importantes réserves de pétrole brut (2 milliards de barils)
- Terminaux opérationnels d'exportation de pétrole en eaux profondes (Cape Lopez et Gamba)
- Connexion au câble sous-marin (ACE)
- Présence de compagnies pétrolières internationales (Perenco, Total Energies, Vaalco Energy, Addax Petroleum).
- Zone économique spéciale (ZES), située à 27 km de Libreville, destinée à l'industrie manufacturière générale, y compris les activités pétrolières et gazières
- Le nouveau code des hydrocarbures de 2019 (loi n° 002/2019) offre un environnement plus attractif pour les investisseurs, car ayant réduit les taxes et les redevances gouvernementales sur les activités pétrolières et gazières
- Accords bilatéraux avec l'Afrique du Sud, l'Allemagne, la Belgique, le Luxembourg, la Chine, l'Égypte, l'Espagne, la France, l'Italie, le Liban, le Mali, le Portugal et la Turquie
- Membre de l'OPEP et de la CEMAC
- Conclusion du 12 -ème cycle d'octroi de licences de prospection pétrolière et gazière.
- Accroissement des efforts en matière d'énergies renouvelables (production d'hydroélectricité).

3.5.4.2 Points faibles

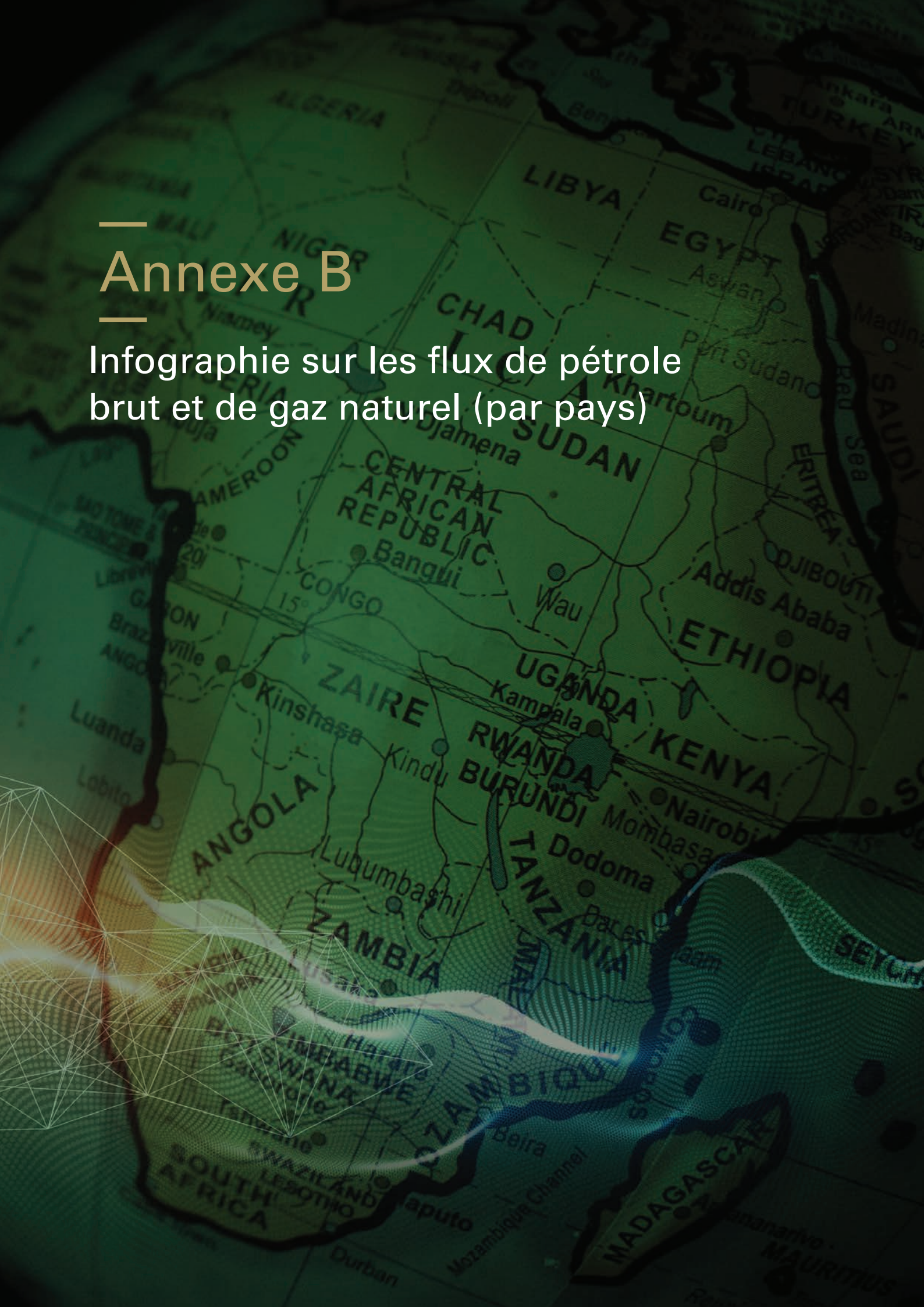
- Instabilité politique (-0,08 indice de stabilité politique selon globalconomy.com)
- Une corruption élevée (31% d'indice de perception de la corruption selon transparency.org) empêchant les revenus du pétrole et du gaz de bénéficier aux citoyens
- Taux de chômage élevé (20.5%)
- Infrastructure privée de transport et de distribution de gaz.

3.5.4.3 Opportunités

- Accès aux produits et services associés à la GSEZ
- Monétisation du gaz naturel associé torché
- Proposition d'une usine de GPL de 15 000 tonnes par an à Batanga (2023).

3.5.4.4 Menaces

- Diminution des réserves de pétrole
- Le nouveau règlement de la CEMAC peut entraver le développement du secteur pétrolier et gazier en raison de l'obligation de rapatrier les recettes d'exportation



Annexe B

Infographie sur les flux de pétrole
brut et de gaz naturel (par pays)

1. Flux de pétrole brut

Les infographies suivantes fournissent un aperçu détaillé du flux de pétrole brut (et de produits pétroliers raffinés) dans certains pays africains.

Les données présentées ci-dessous proviennent de sources accessibles au public (2020) et ne concernent que les pays sélectionnés pour l'analyse de cette étude.

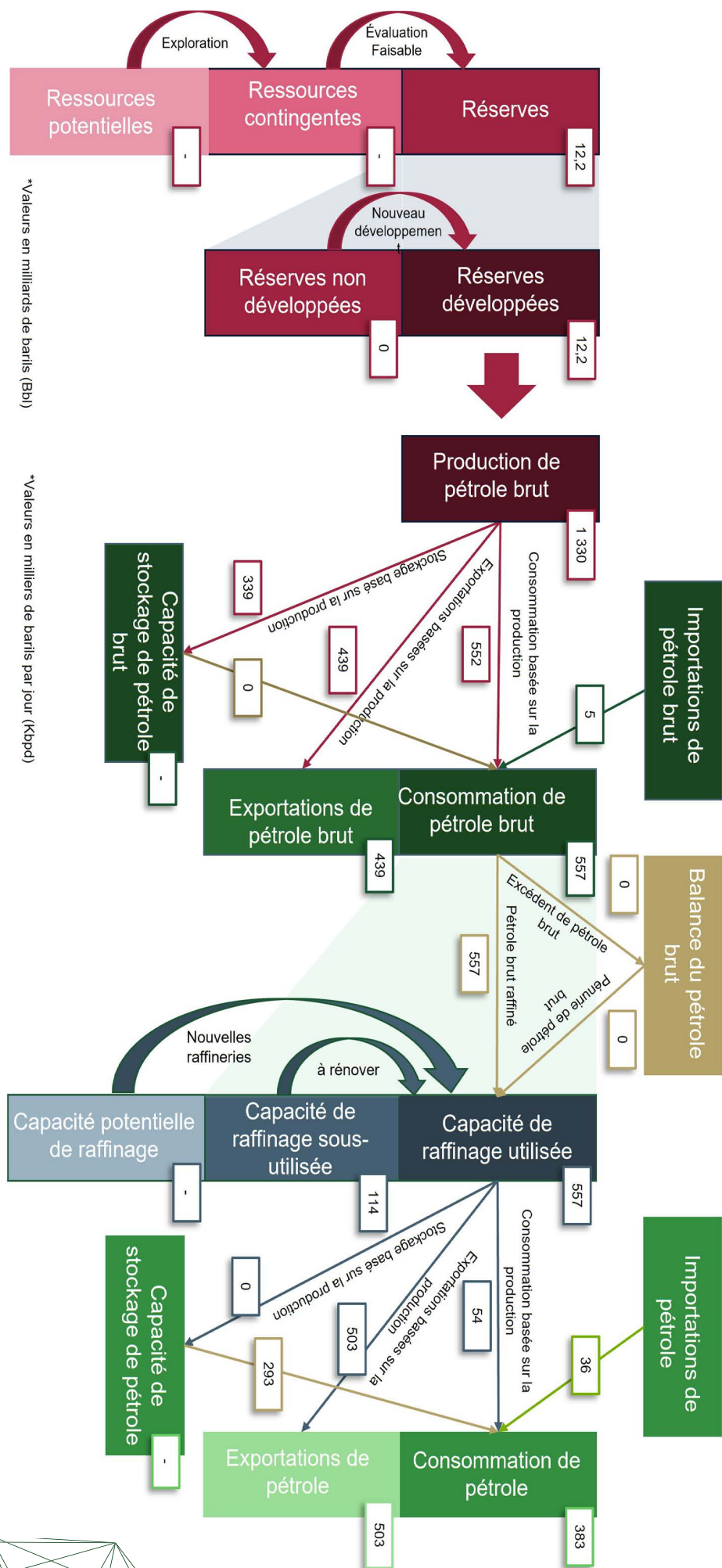


Figure 1 Infographie sur les flux de pétrole brut et de produits pétroliers raffinés : Algérie

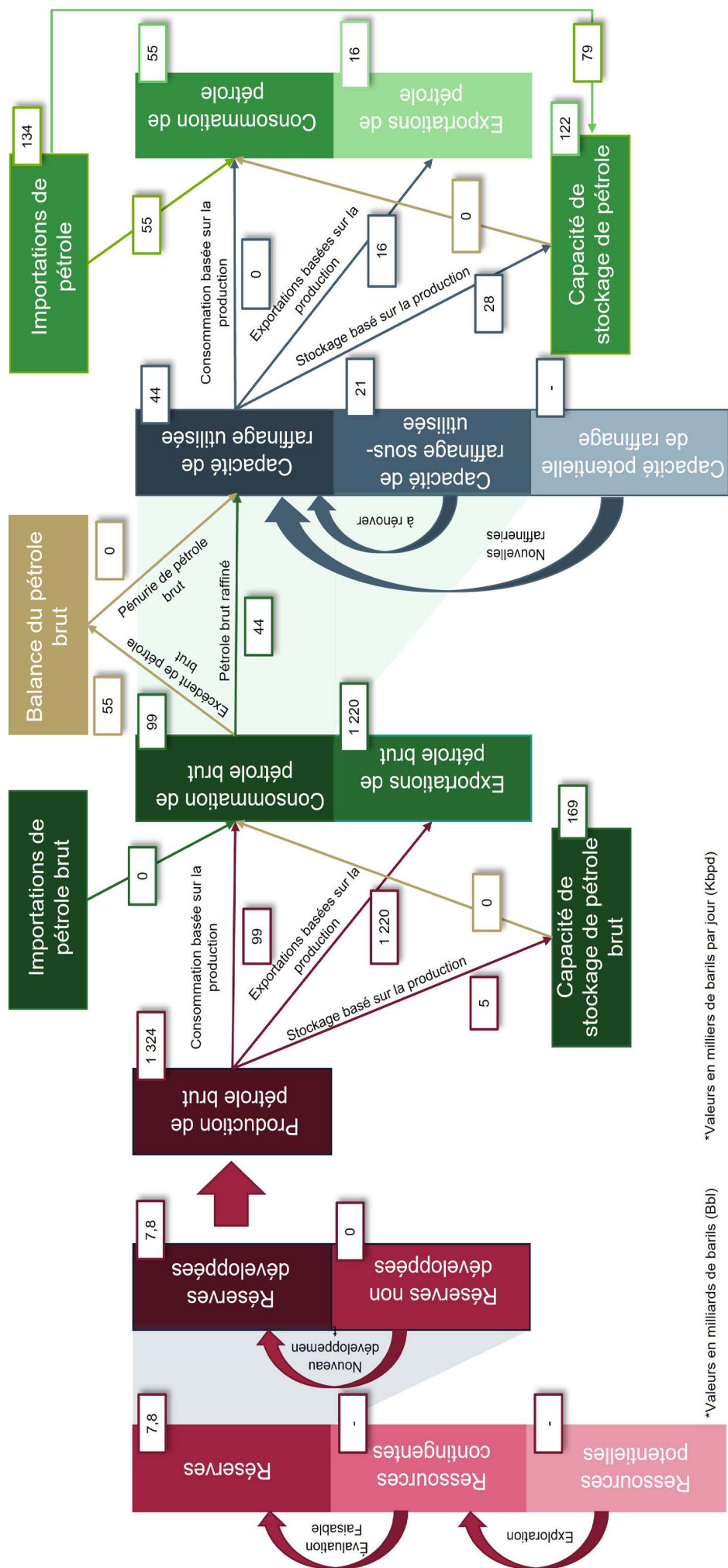


Figure 2 Infographie sur les flux de pétrole brut et de produits pétroliers raffinés : Angola

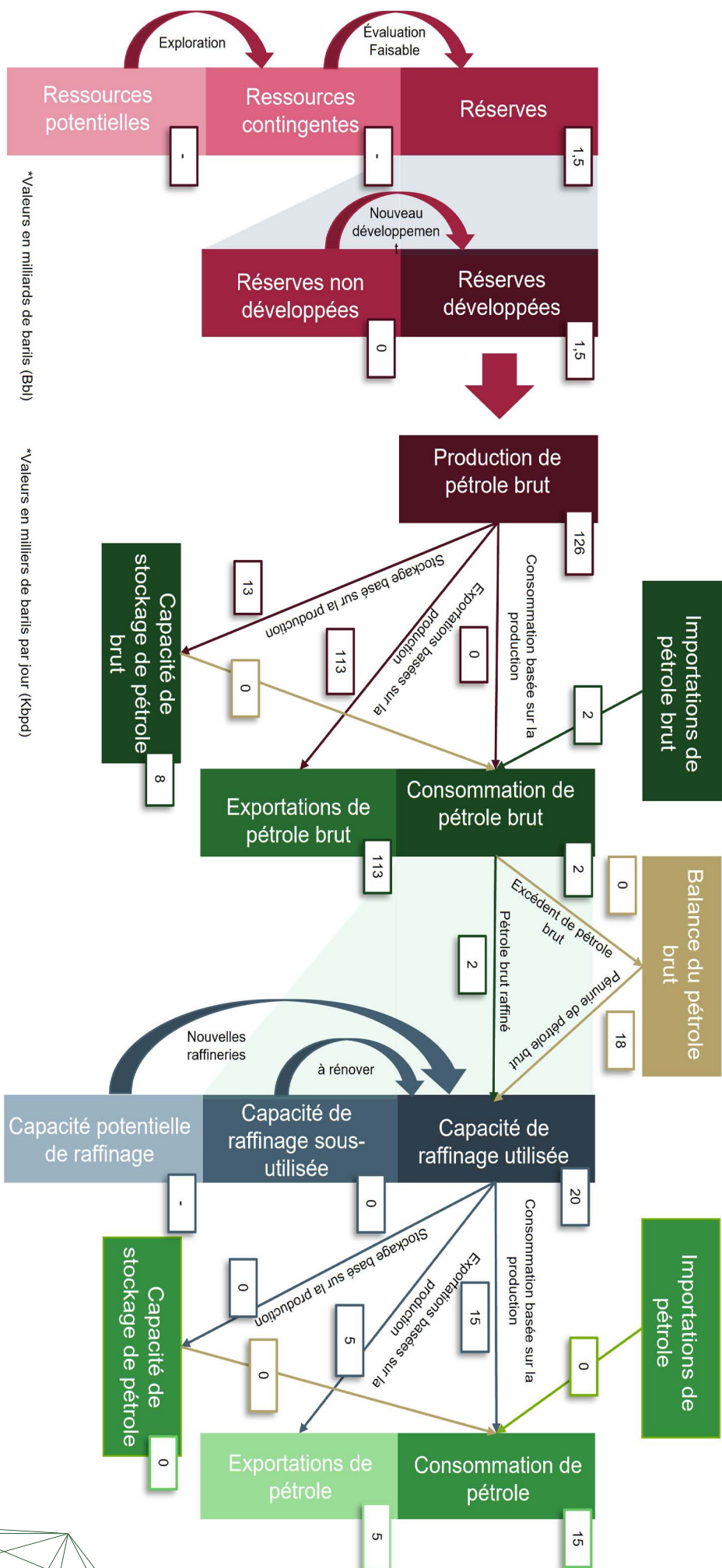


Figure 3 Infographie sur les flux de pétrole brut et de produits pétroliers raffinés : Tchad

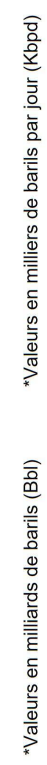
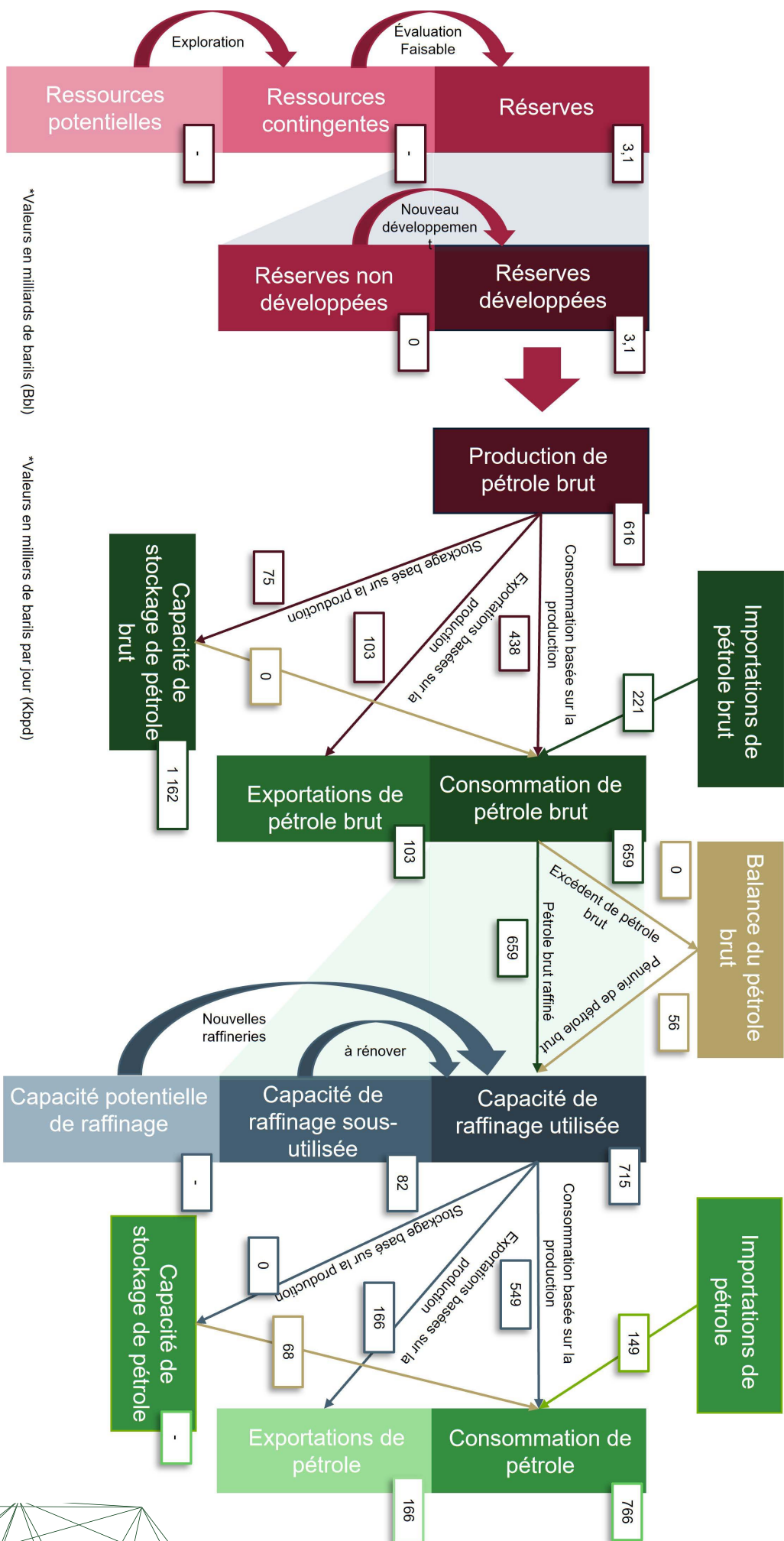


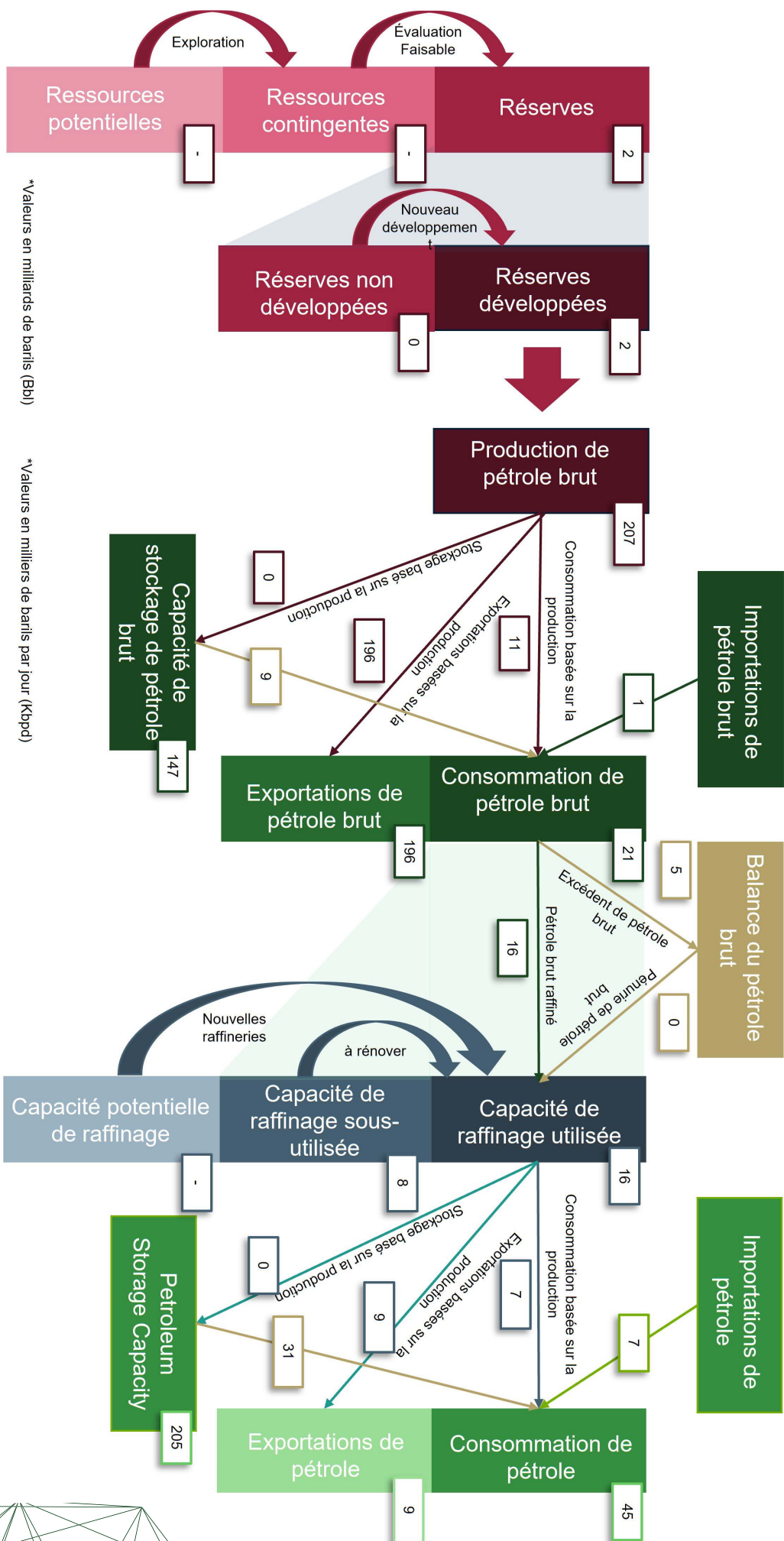
Figure 4 Infographie sur les flux de pétrole brut et de produits pétroliers raffinés : République du Congo



*Valeurs en milliards de barils (Bbl)

*Valeurs en milliers de barils par jour (Kbpd)

Figure 5 Infographie sur les flux de pétrole brut et de produits pétroliers raffinés : Égypte



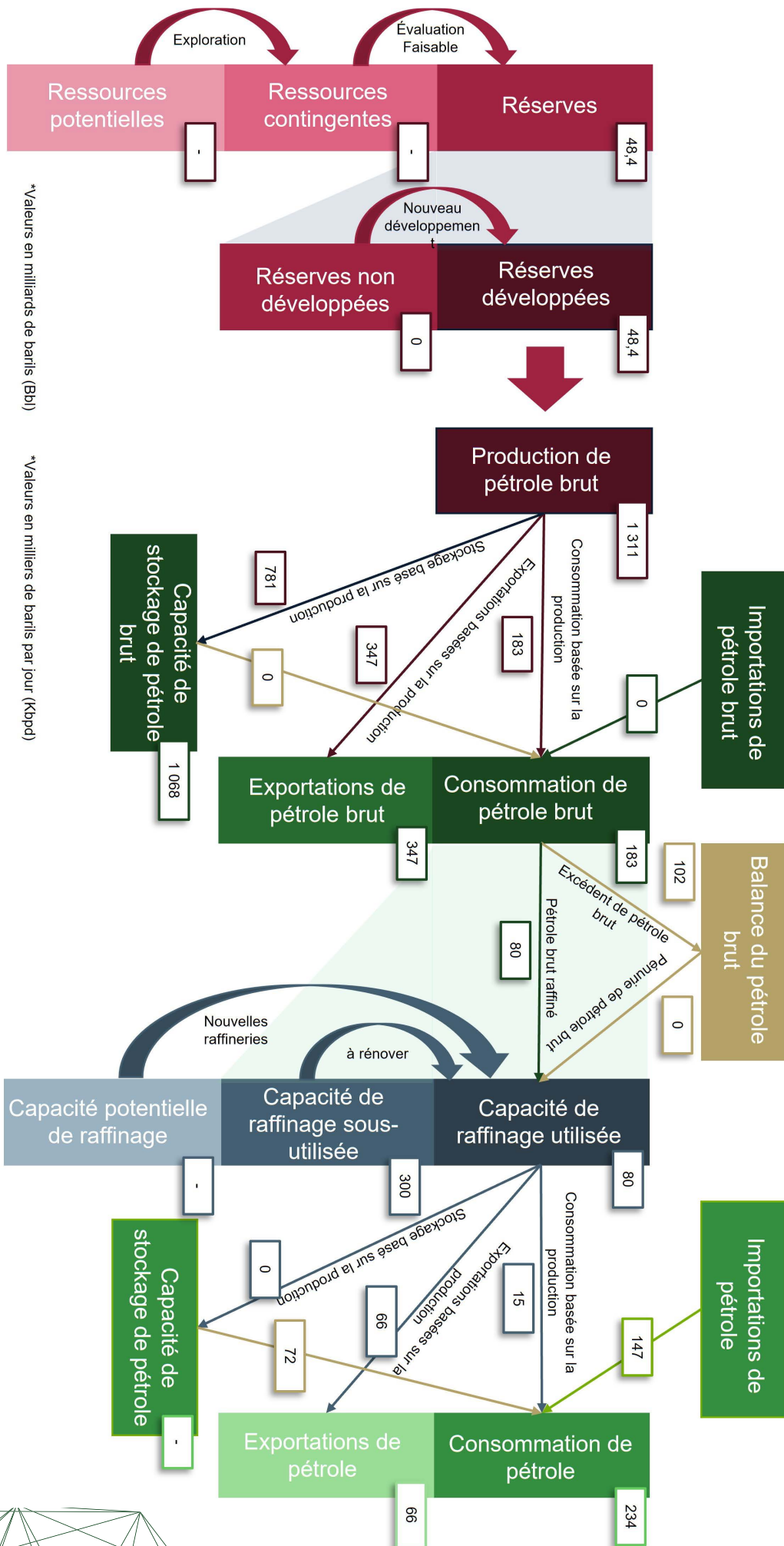
*Valeurs en milliards de barils (Bbl)

*Valeurs en milliers de barils par jour (Kbpd)

Figure 7 Infographie sur les flux de pétrole brut et de produits pétroliers raffinés : Gabon



Figure 8 Infographie sur les flux de pétrole brut et de produits pétroliers raffinés : Ghana



*Valeurs en milliards de barils (Bb)

*Valeurs en milliers de barils par jour (Kbpd)

Figure 9 Infographie sur les flux de pétrole brut et de produits pétroliers raffinés : Libye

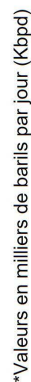


Figure 10 Infographie sur les flux de pétrole brut et de produits pétroliers raffinés : Mauritanie

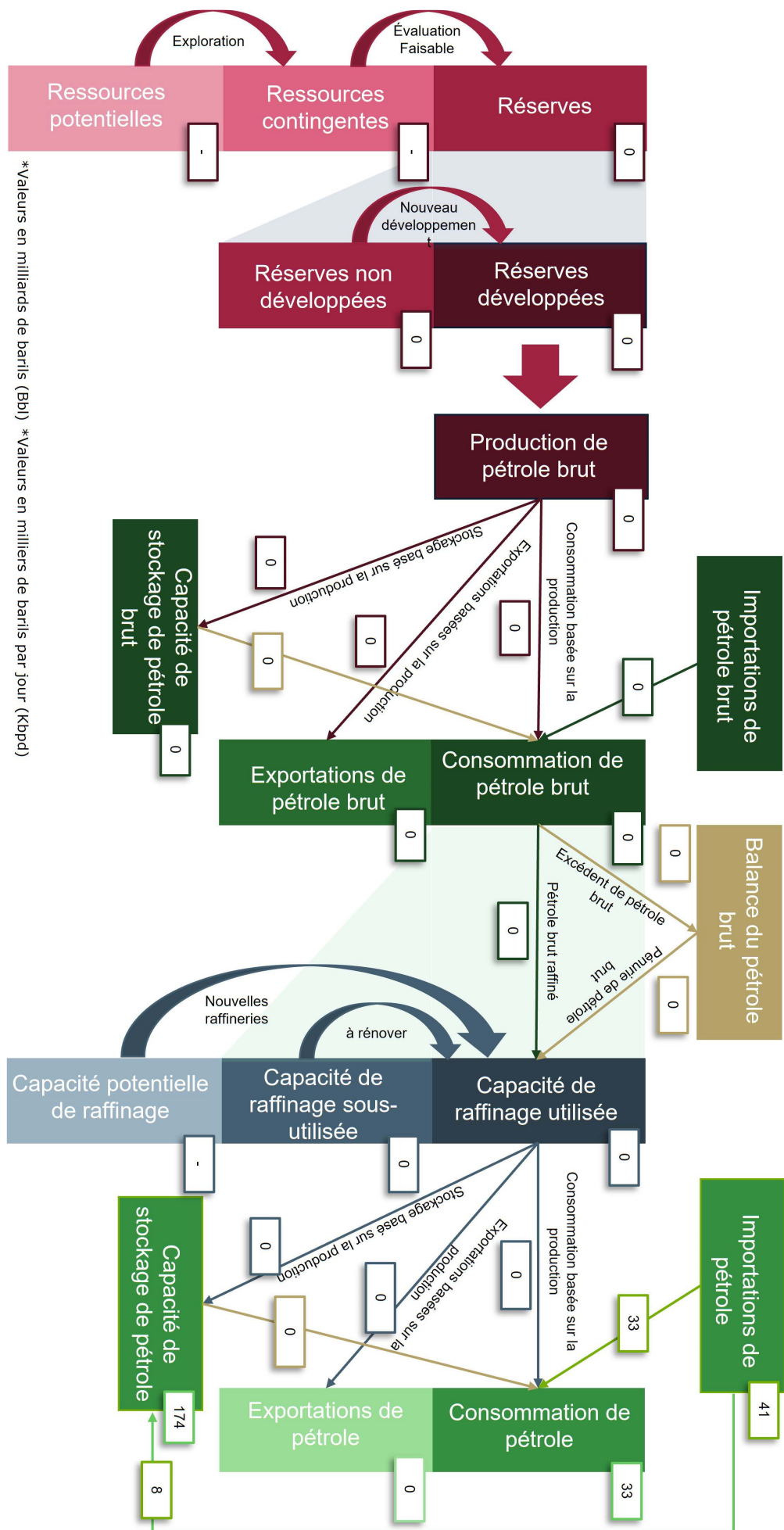
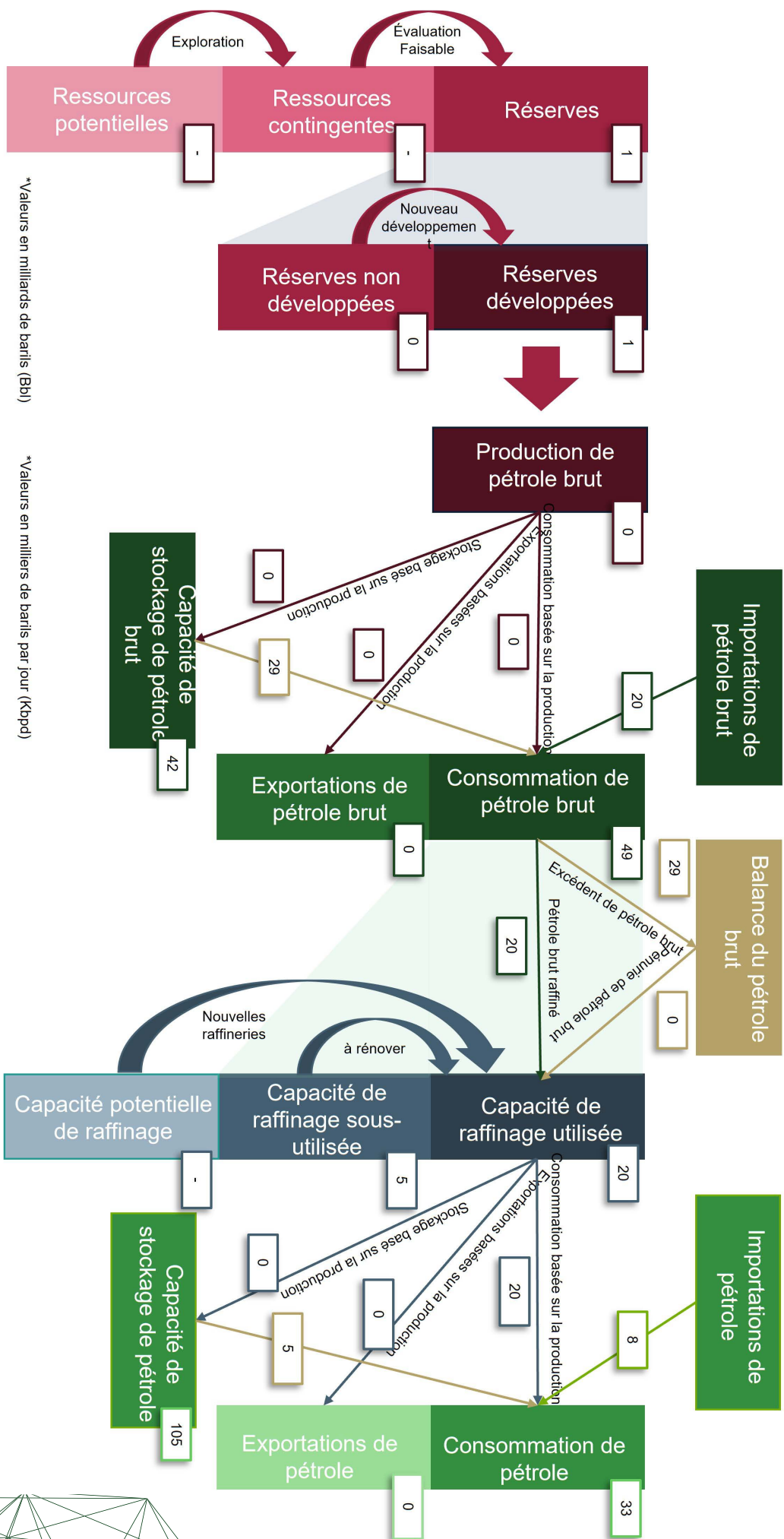


Figure 11 Infographie sur les flux de pétrole brut et de produits pétroliers raffinés : Mozambique



Figure 12 Infographie sur les flux de pétrole brut et de produits pétroliers raffinés : Nigeria



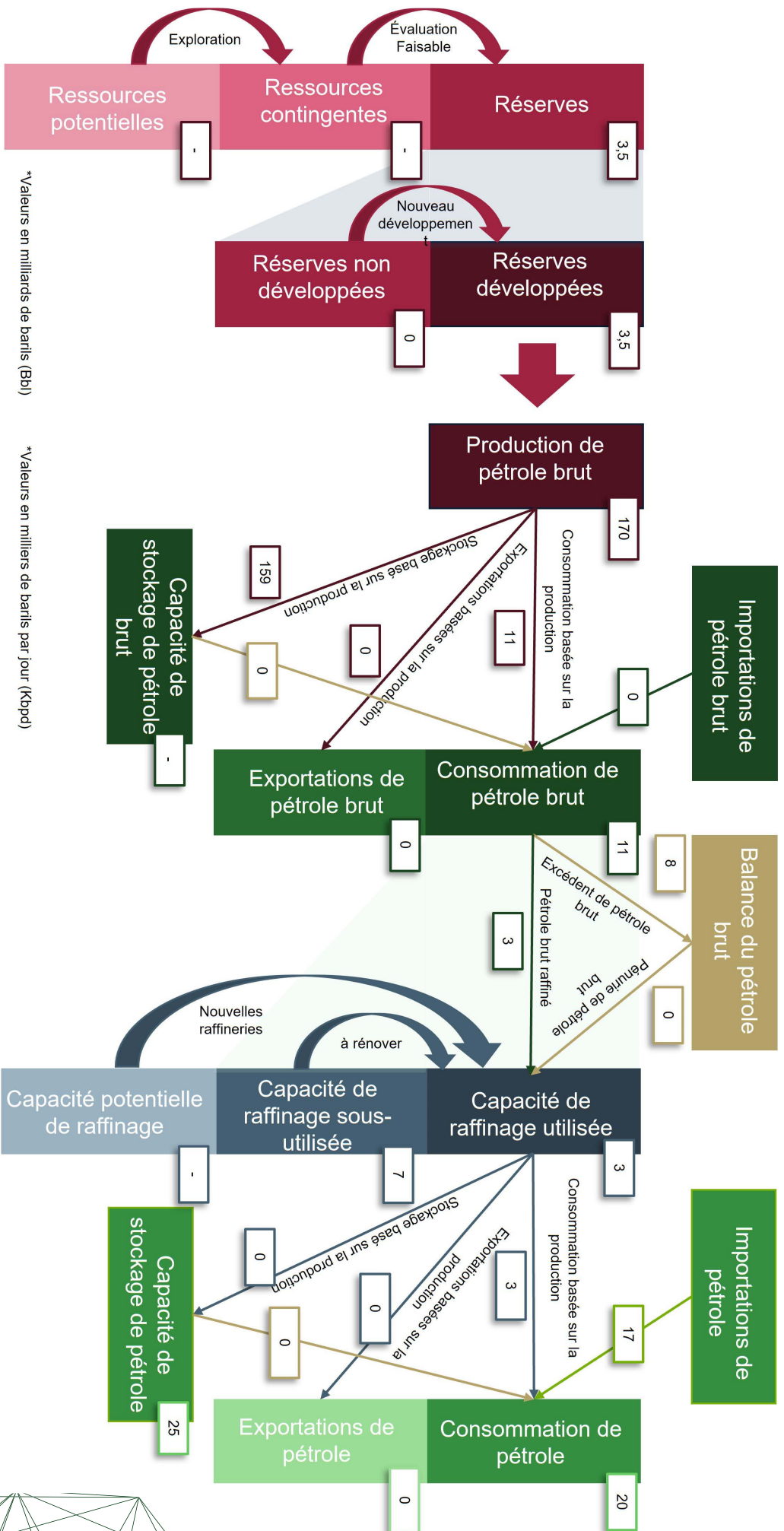
*Valeurs en milliards de barils (Bbl)

*Valeurs en milliers de barils par jour (kbbp)

Figure 13 Infographie sur les flux de pétrole brut et de produits pétroliers raffinés : Sénégal



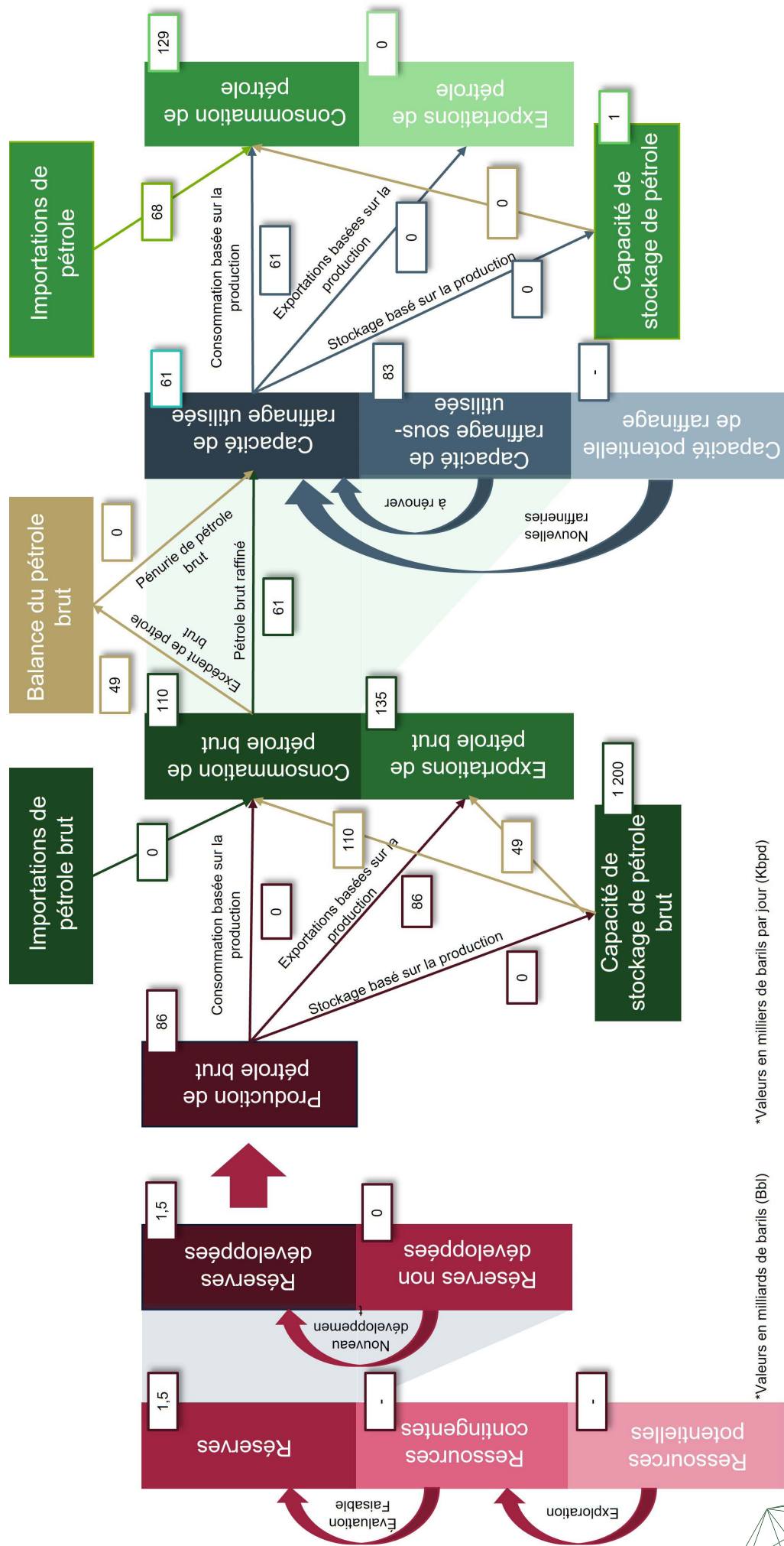
Figure 14 Infographie sur les flux de pétrole brut et de produits pétroliers raffinés : Afrique du Sud



*Valeurs en milliards de barils (Bbl)

*Valeurs en milliers de barils par jour (Kbpd)

Figure 15 Infographie sur les flux de pétrole brut et de produits pétroliers raffinés : Sud-Soudan



*Valeurs en milliers de barils par jour (Kbpd)

*Valeurs en milliards de barils (Bbl)

Figure 16 Infographie sur les flux de pétrole brut et de produits pétroliers raffinés : Soudan

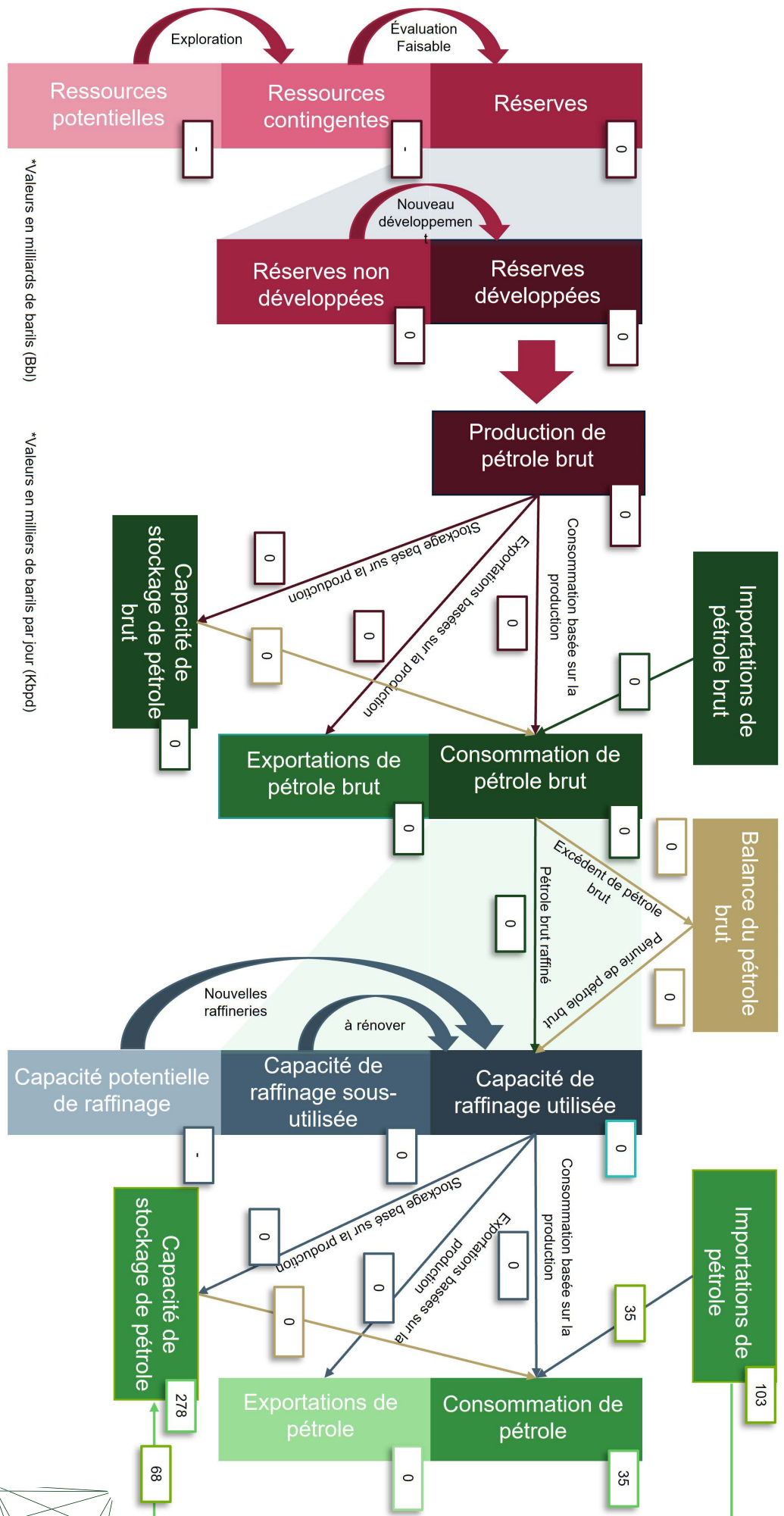


Figure 17 Infographie sur les flux de pétrole brut et de produits pétroliers raffinés : Tanzanie

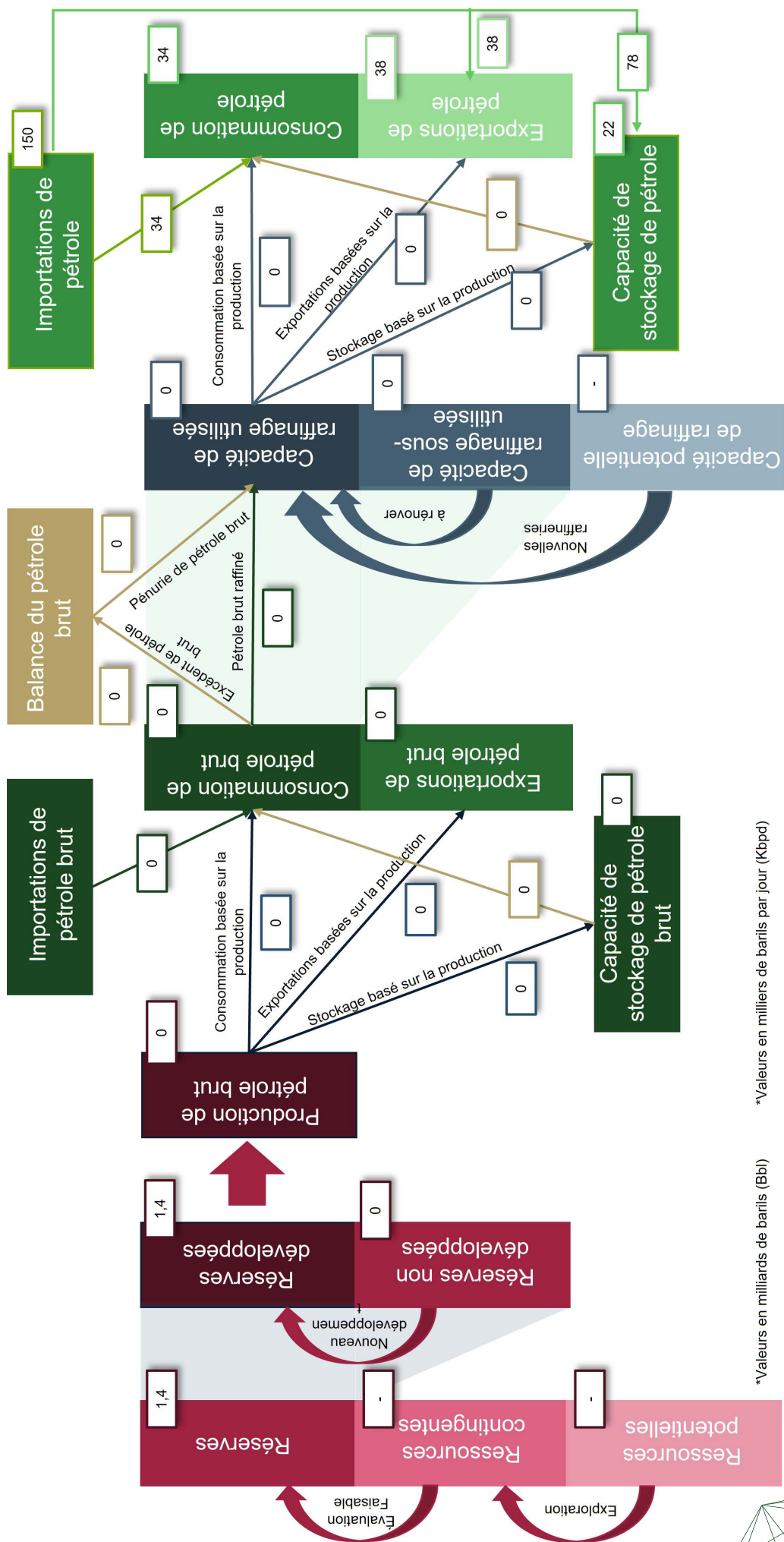


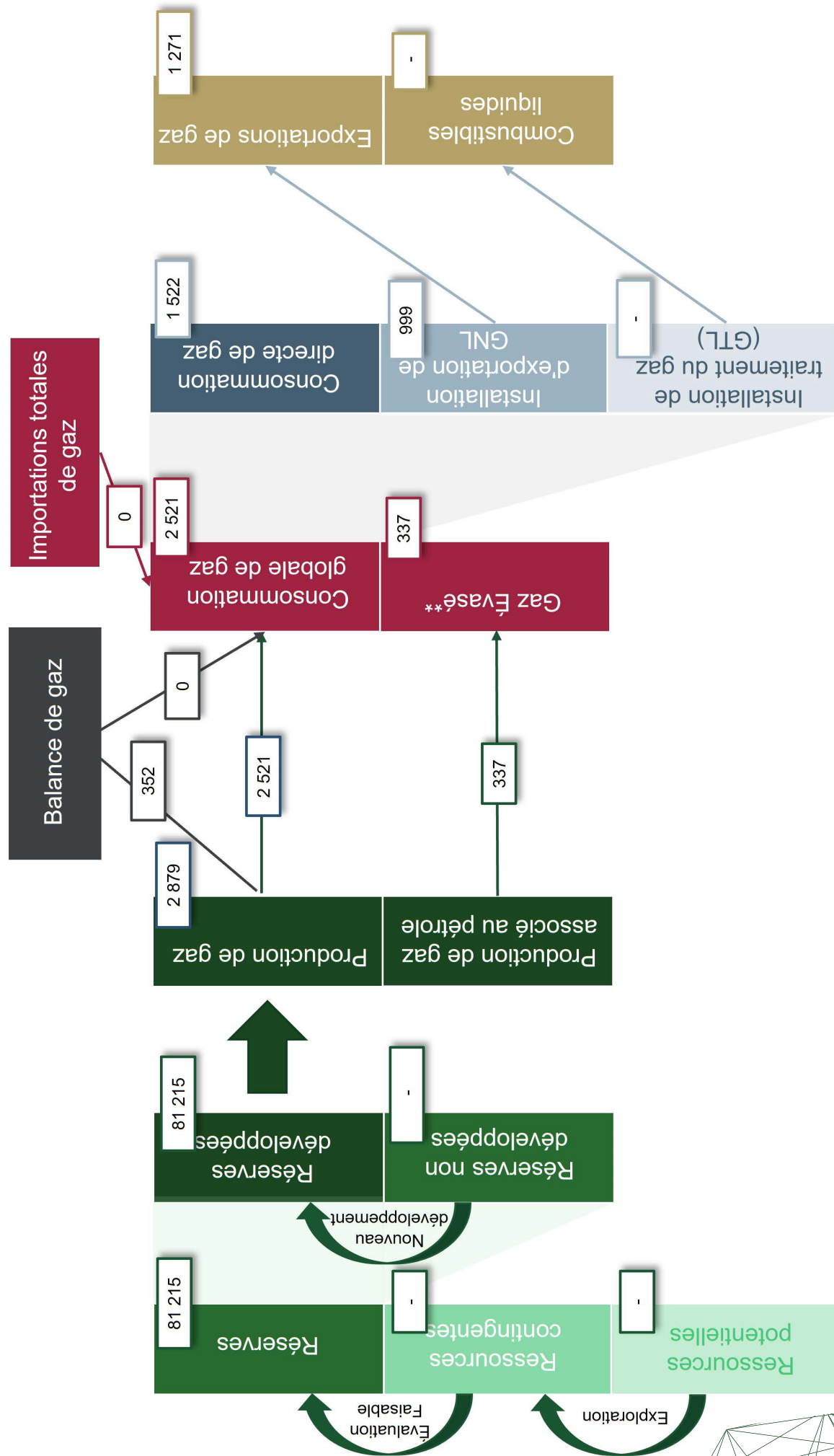
Figure 18 Infographie sur les flux de pétrole brut et de produits pétroliers raffinés : Ouganda

2. Gaz naturel

Les infographies suivantes donnent un aperçu détaillé du flux de gaz naturel dans certains pays africains.

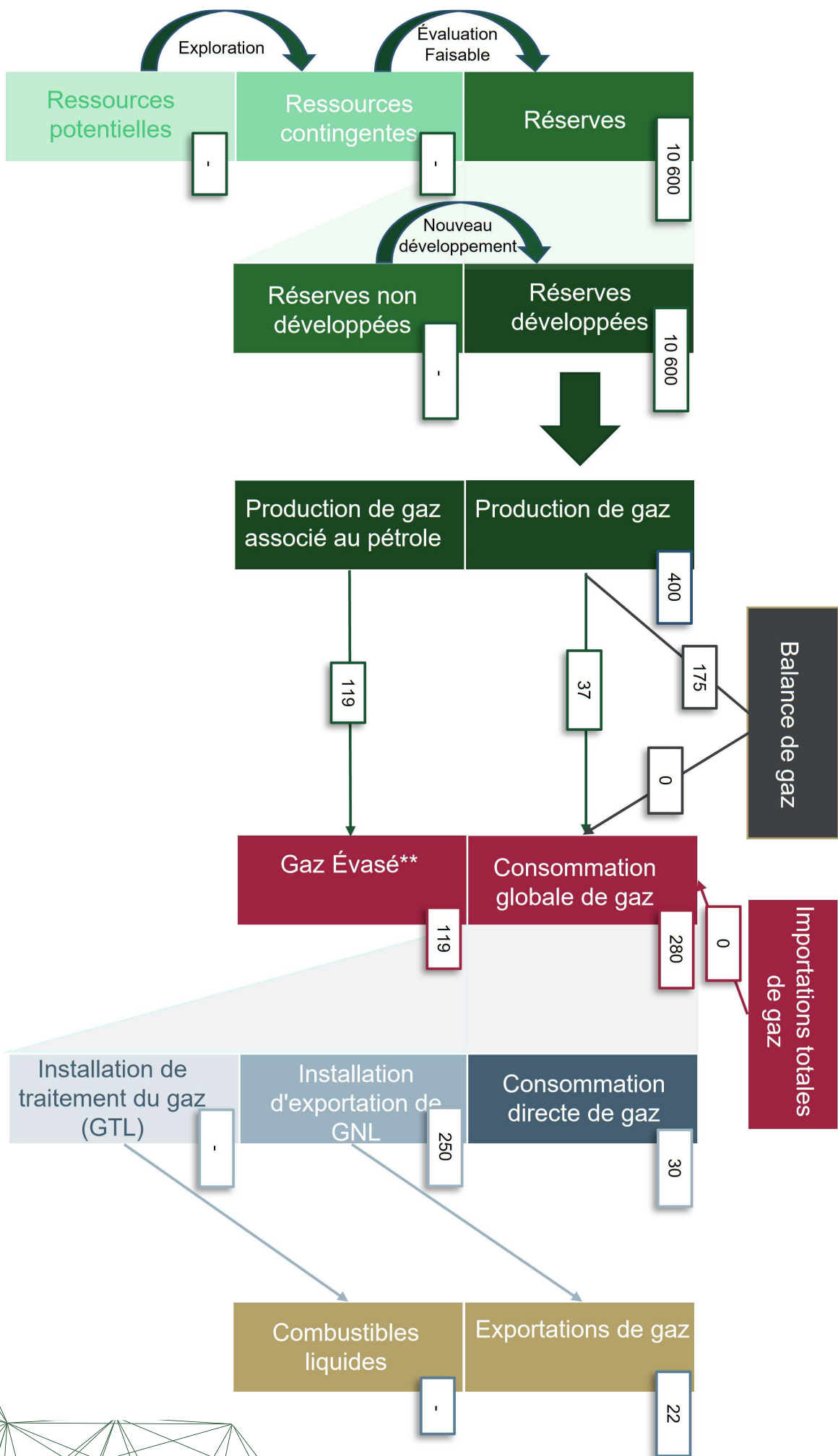
Les données présentées ci-dessous proviennent de sources accessibles au public (2020) et ne concernent que les pays sélectionnés pour l'analyse de cette étude.

Les taux de production de gaz associés ont été calculés en utilisant les intensités de torchage issues de l'état des lieux d'ACTING : Rapport Gaz africain 2021.



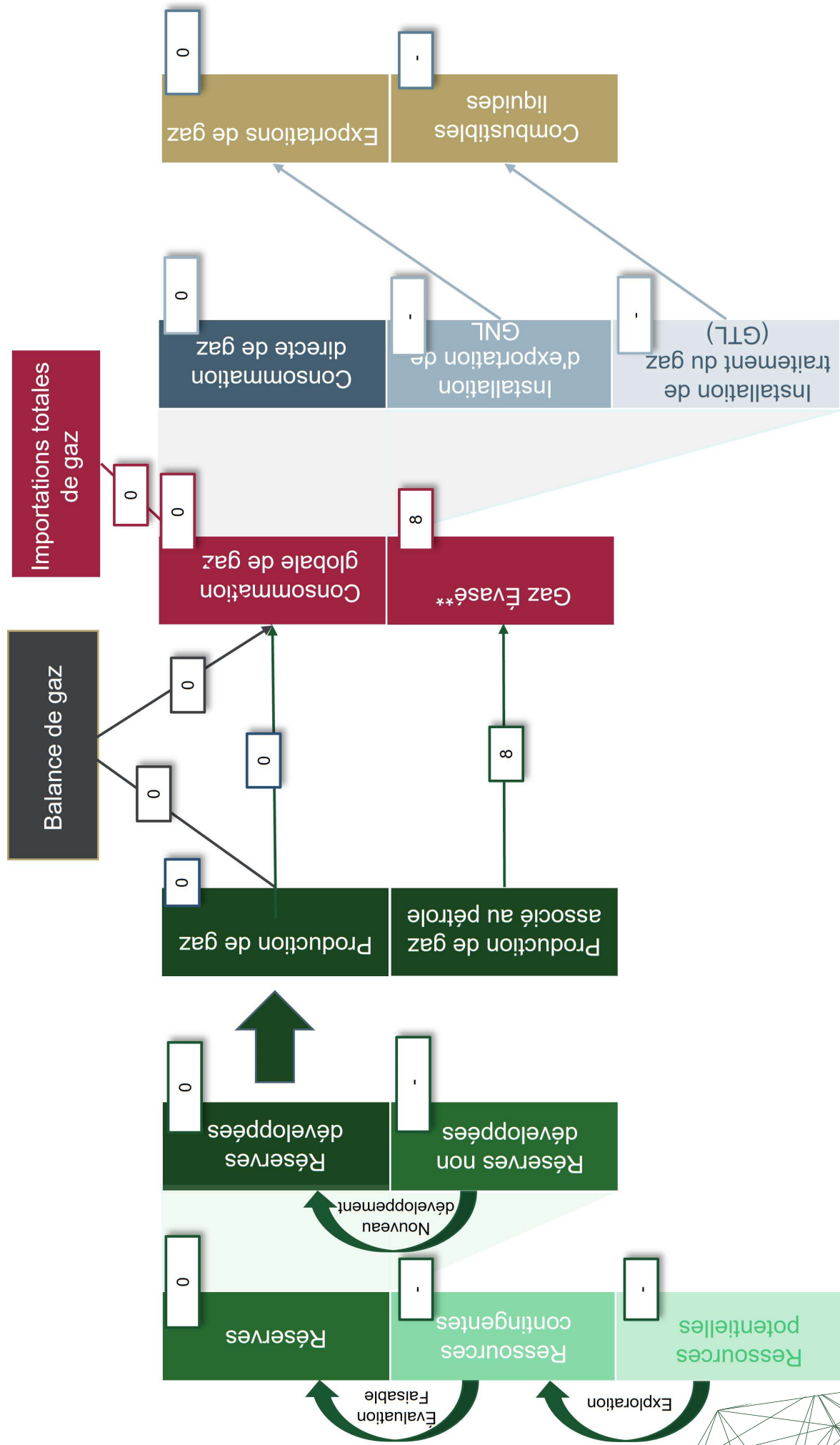
*Toutes les valeurs sont exprimées en milliards de pieds cubes par an (bcf) **Selon l'intensité du brûlage à la torche

Figure 19 Infographie sur les flux du gaz naturel: Algérie



*Toutes les valeurs sont exprimées en milliards de pieds cubes par an (bcf) **Selon l'intensité du brûlage à la torche

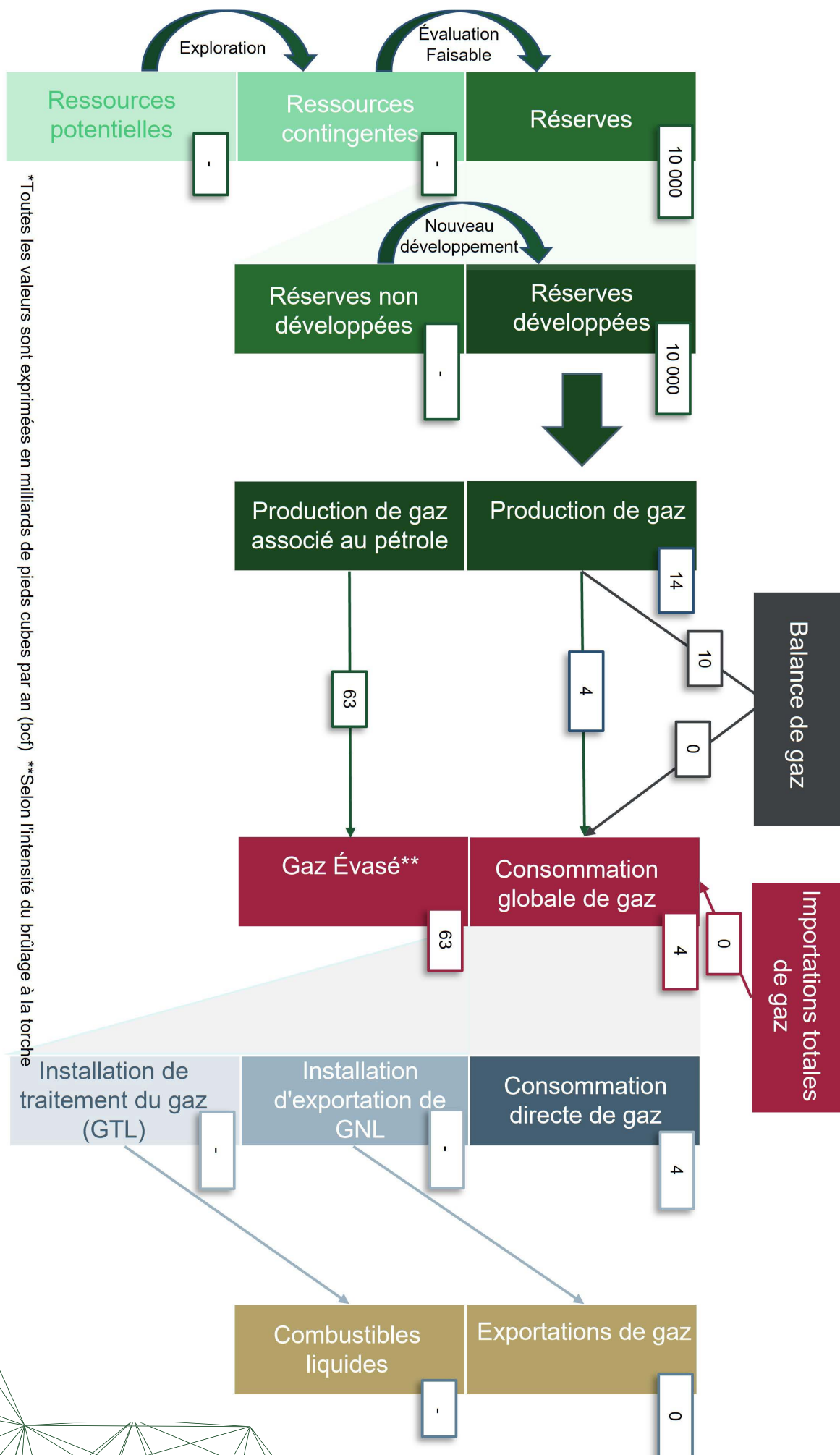
Figure 20 Infographie sur les flux du gaz naturel : Angola

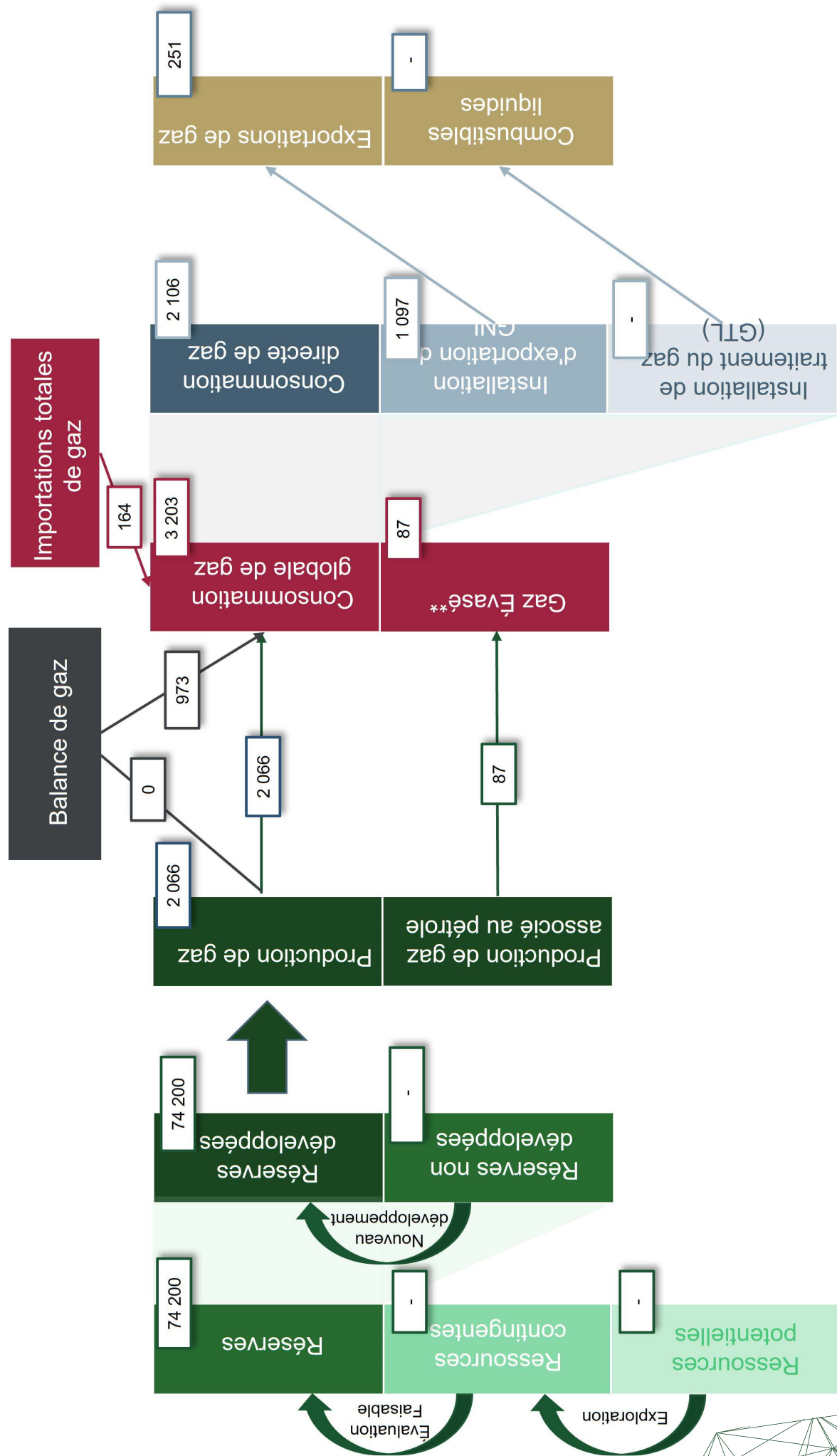


*Toutes les valeurs sont exprimées en milliards de pieds cubes par an (bcf) **Selon l'intensité du brûlage à la torche

Figure 21 Infographie sur les flux du gaz naturel : Tchad

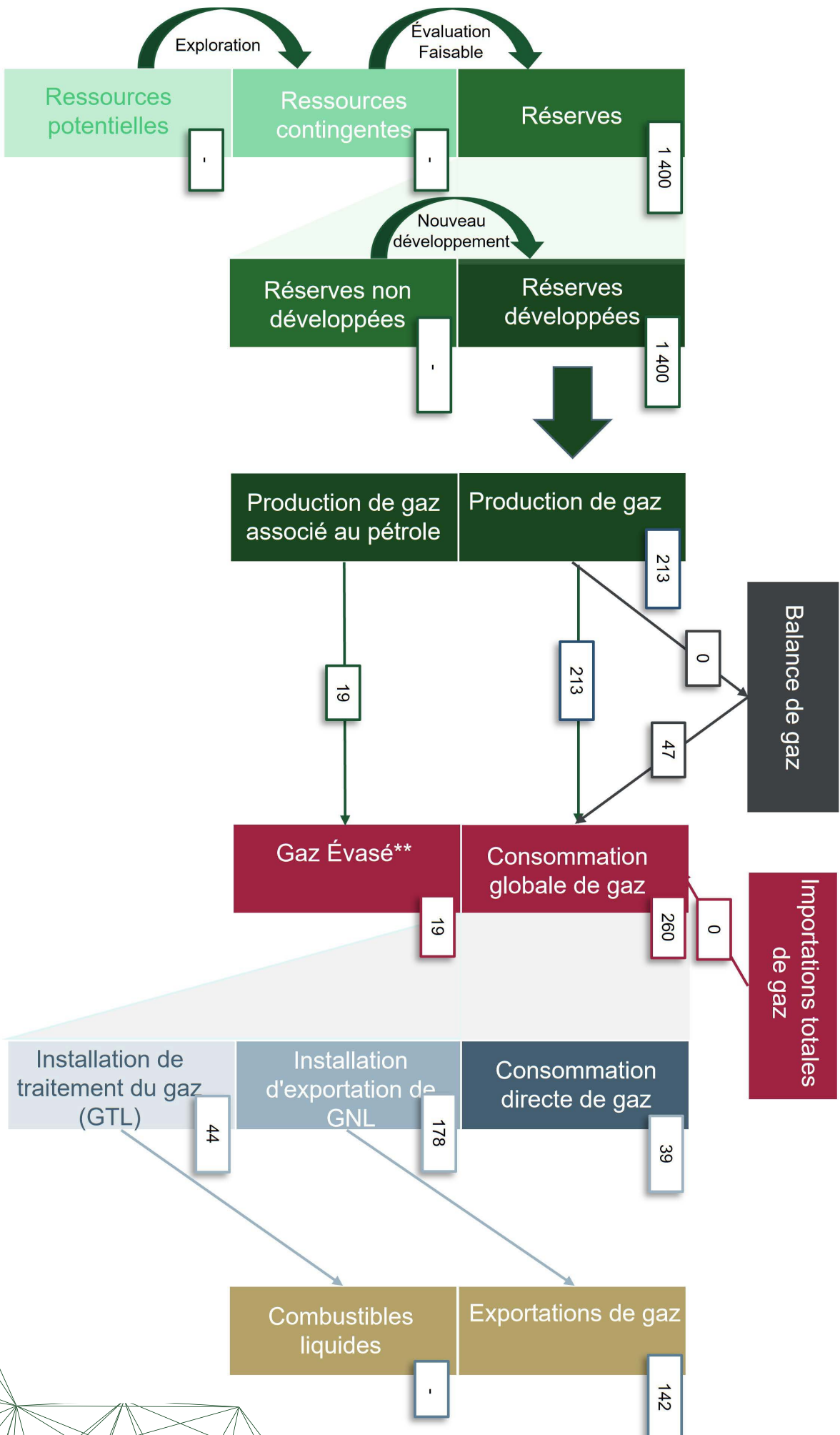
Figure 22 Infographie sur les flux du gaz naturel: République du Congo





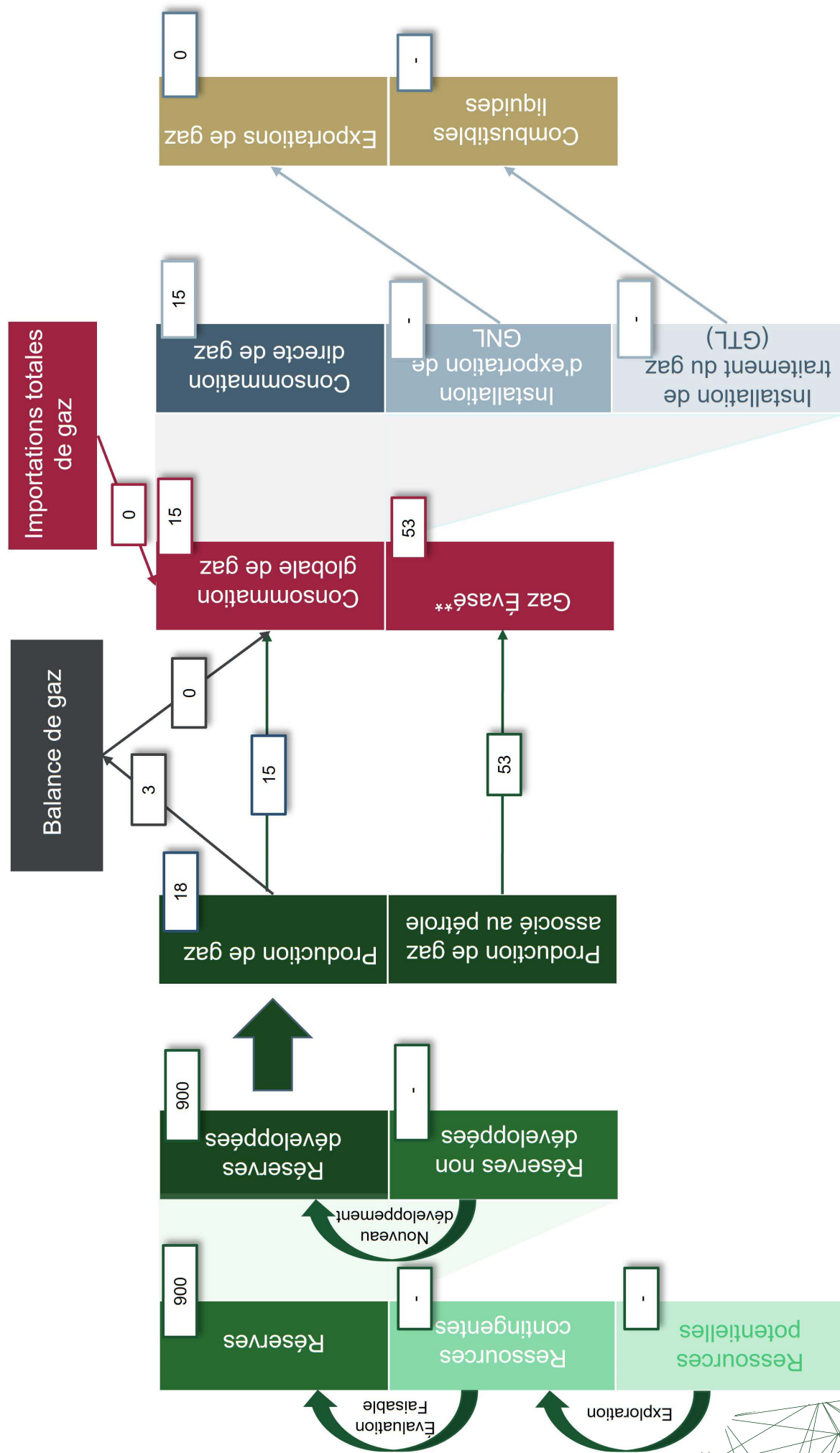
*Toutes les valeurs sont exprimées en milliards de pieds cubes par an (bcf) **Selon l'intensité du brûlage à la torche

Figure 23 Infographie sur les flux du gaz naturel: Égypte



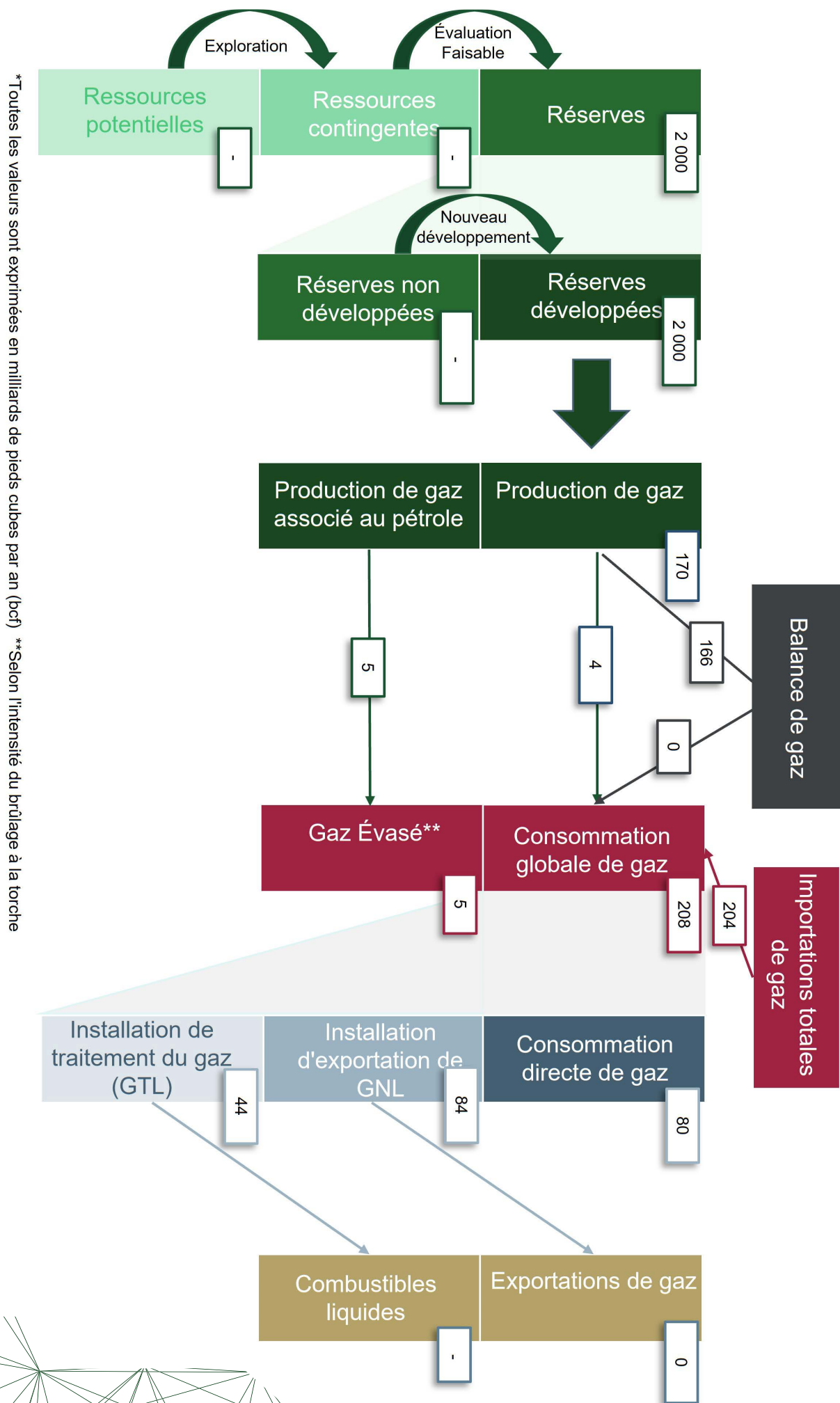
*Toutes les valeurs sont exprimées en milliards de pieds cubes par an (bcf) **Selon l'intensité du brûlage à la torche

Figure 24 Infographie sur les flux du gaz naturel: Guinée équatoriale



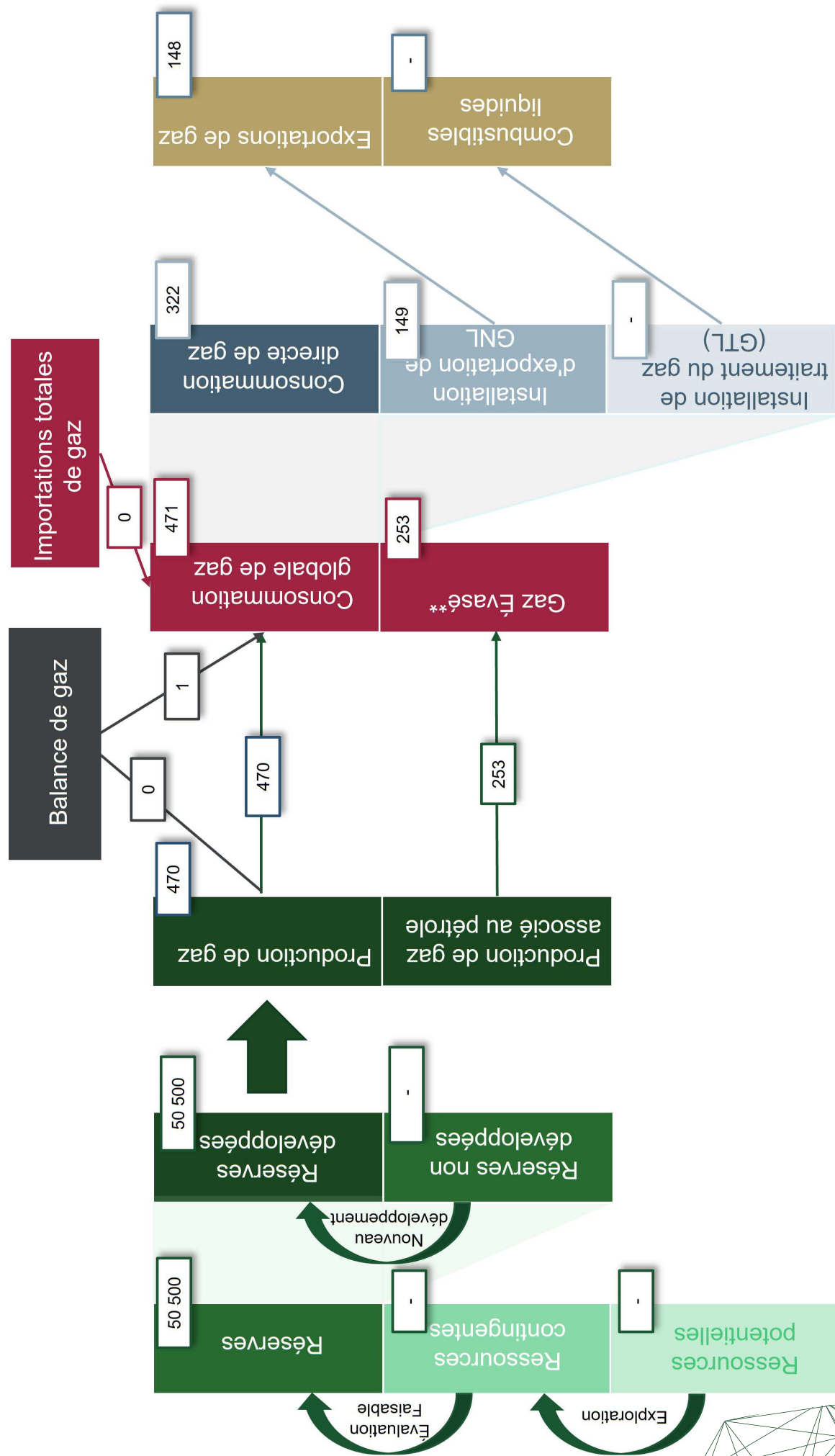
*Toutes les valeurs sont exprimées en milliards de pieds cubes par an (bcf) **Selon l'intensité du brûlage à la torche

Figure 25 Infographie sur les flux du gaz naturel: Gabon



*Toutes les valeurs sont exprimées en milliards de pieds cubes par an (bcp) **Selon l'intensité du brûlage à la torche

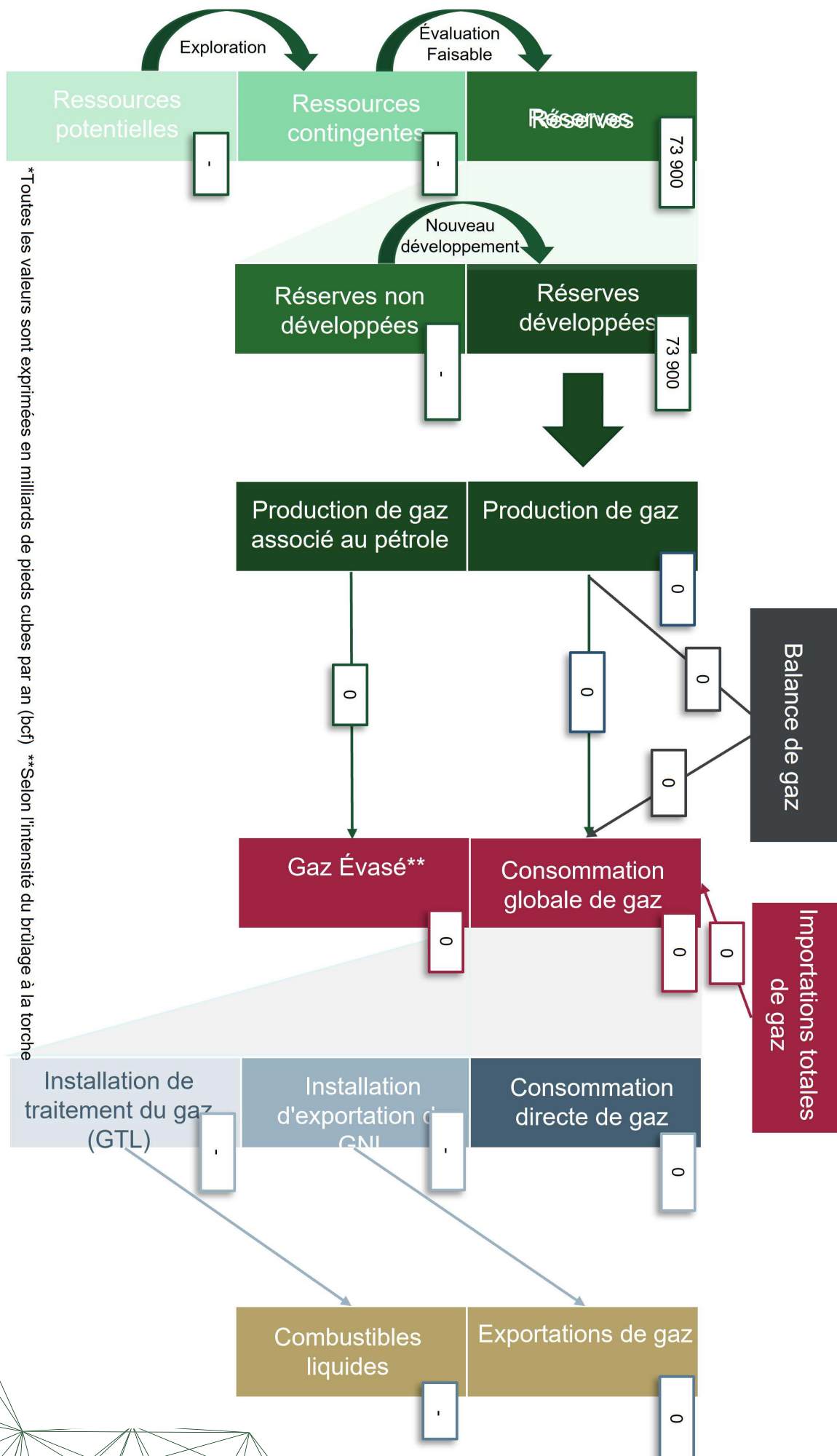
Figure 26 Infographie sur les flux du gaz naturel: Ghana

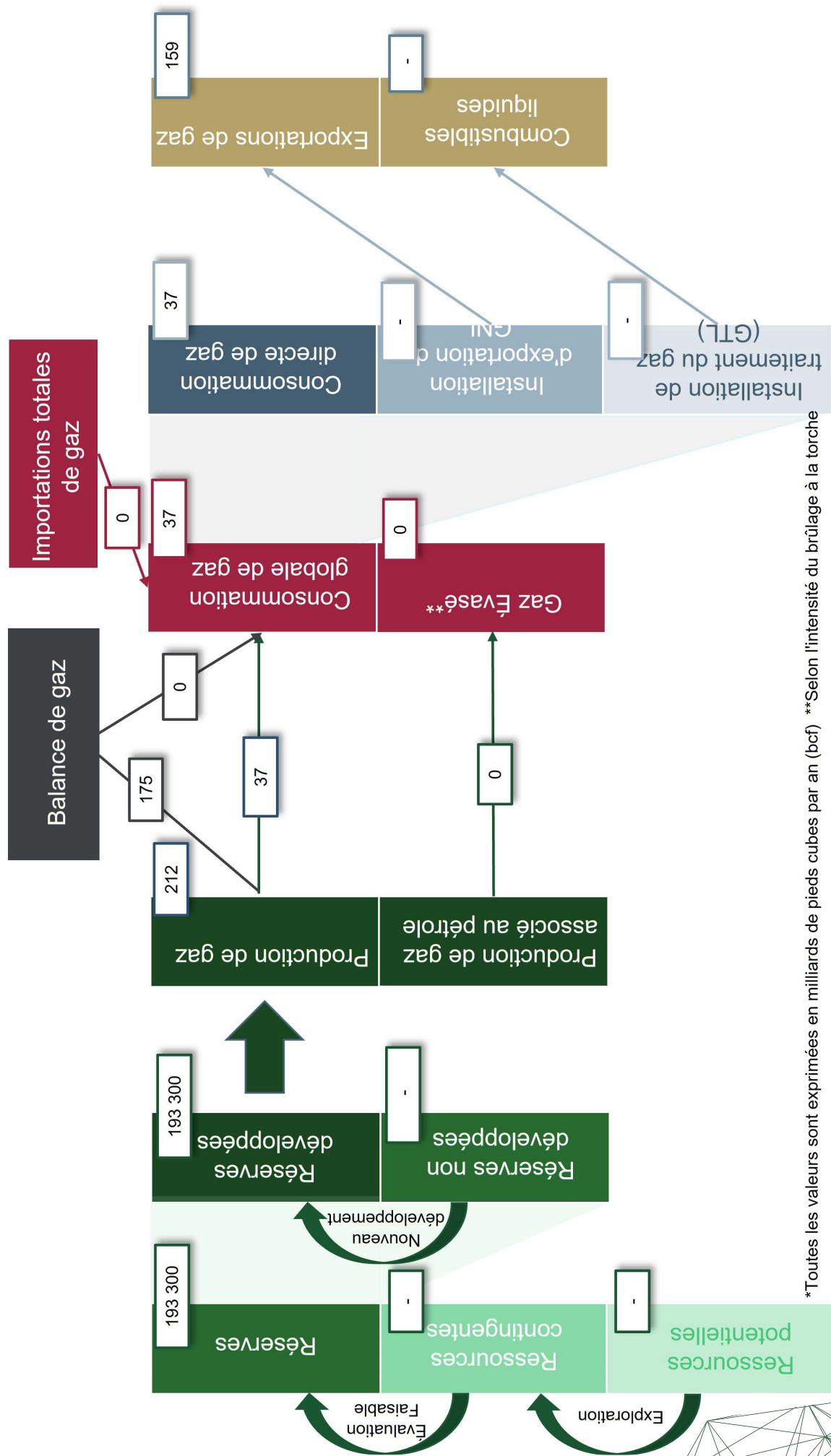


Toutes les valeurs sont exprimées en milliards de pieds cubes par an (bcf) **Selon l'intensité du brûlage à la torche

Figure 27 Infographie sur les flux du gaz naturel: Libye

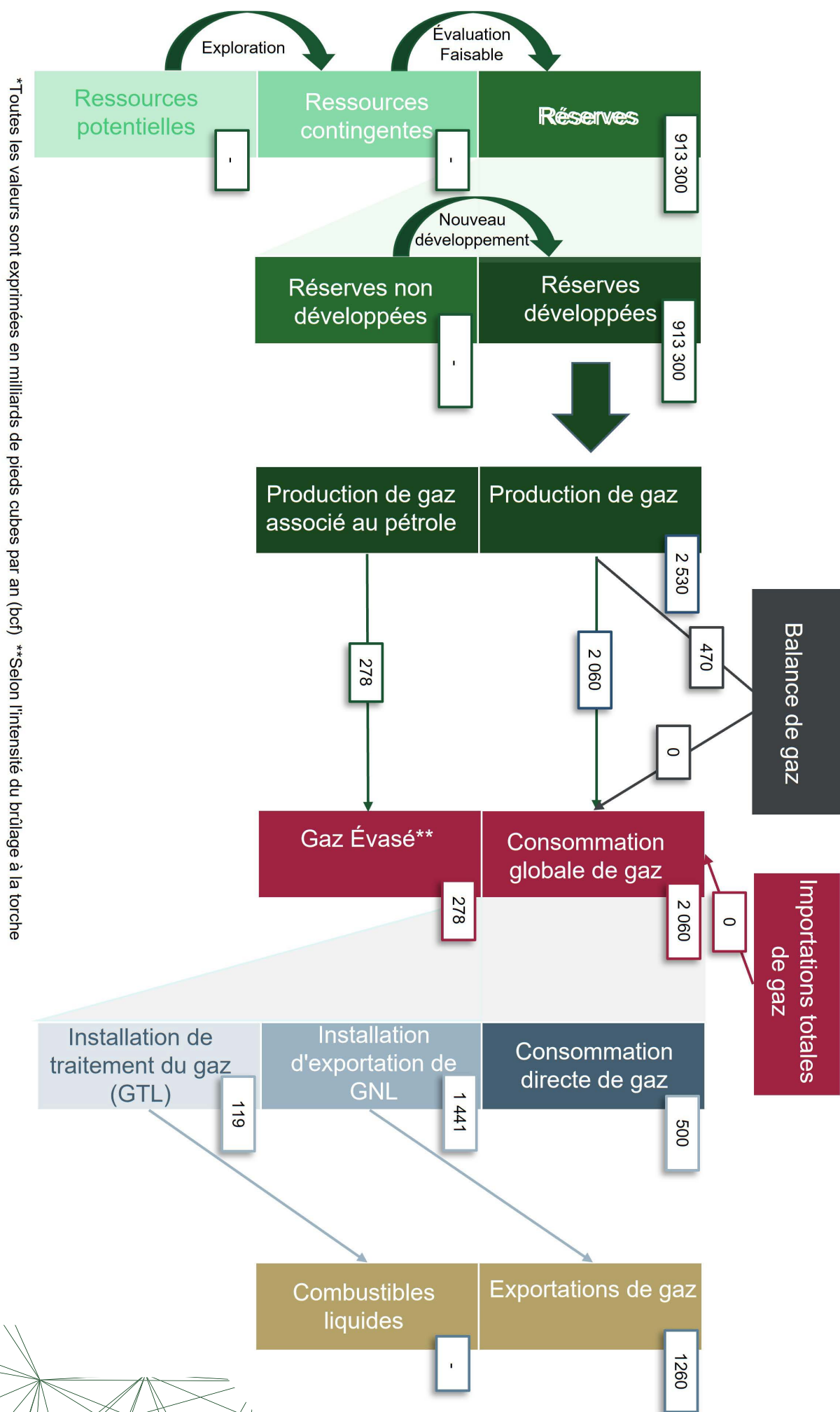
Figure 28 Infographie sur les flux du gaz naturel: Mauritanie





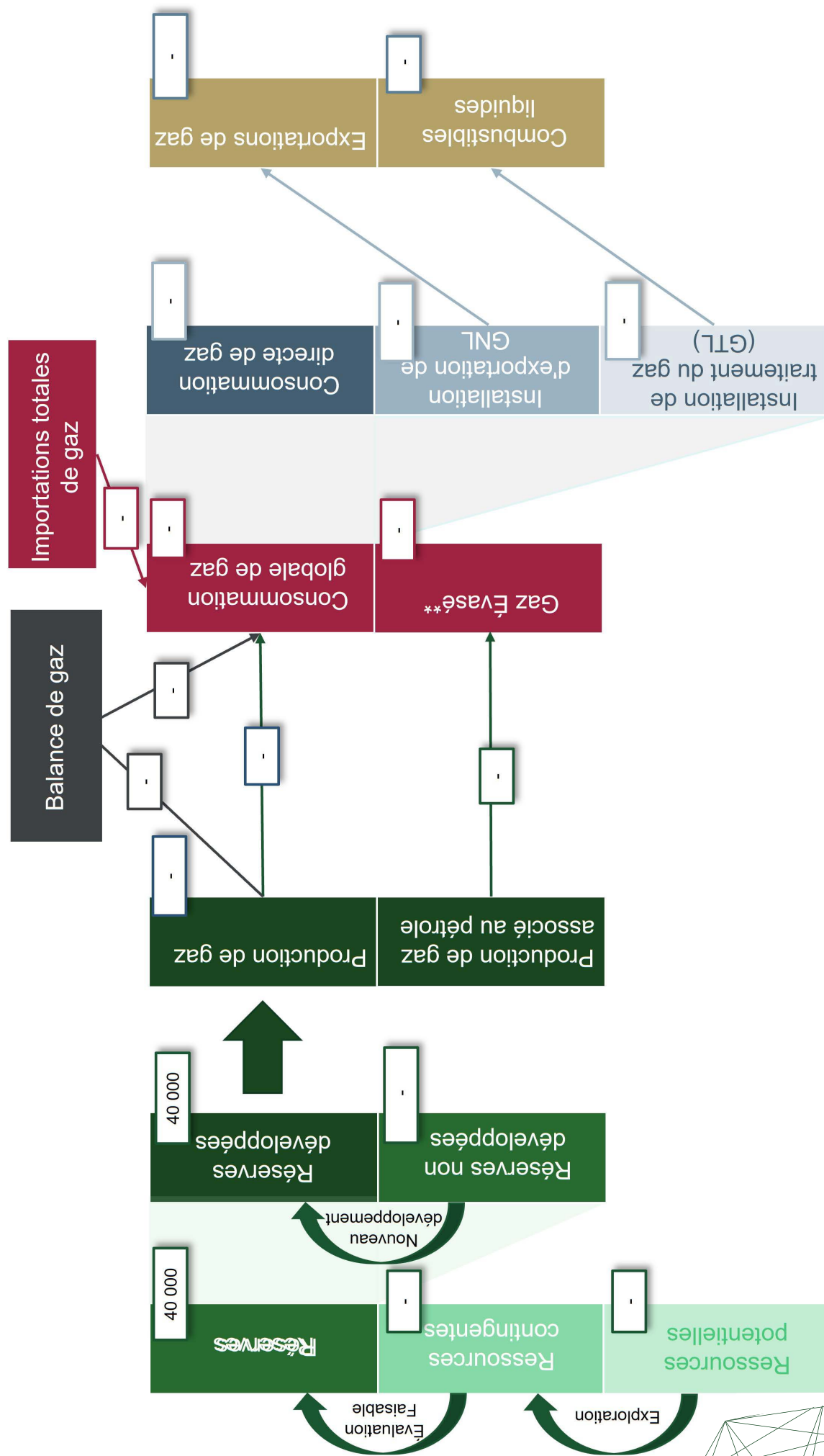
*Toutes les valeurs sont exprimées en milliards de pieds cubes par an (bcf) **Selon l'intensité du brûlage à la torche

Figure 29 Infographie sur les flux du gaz naturel: Mozambique



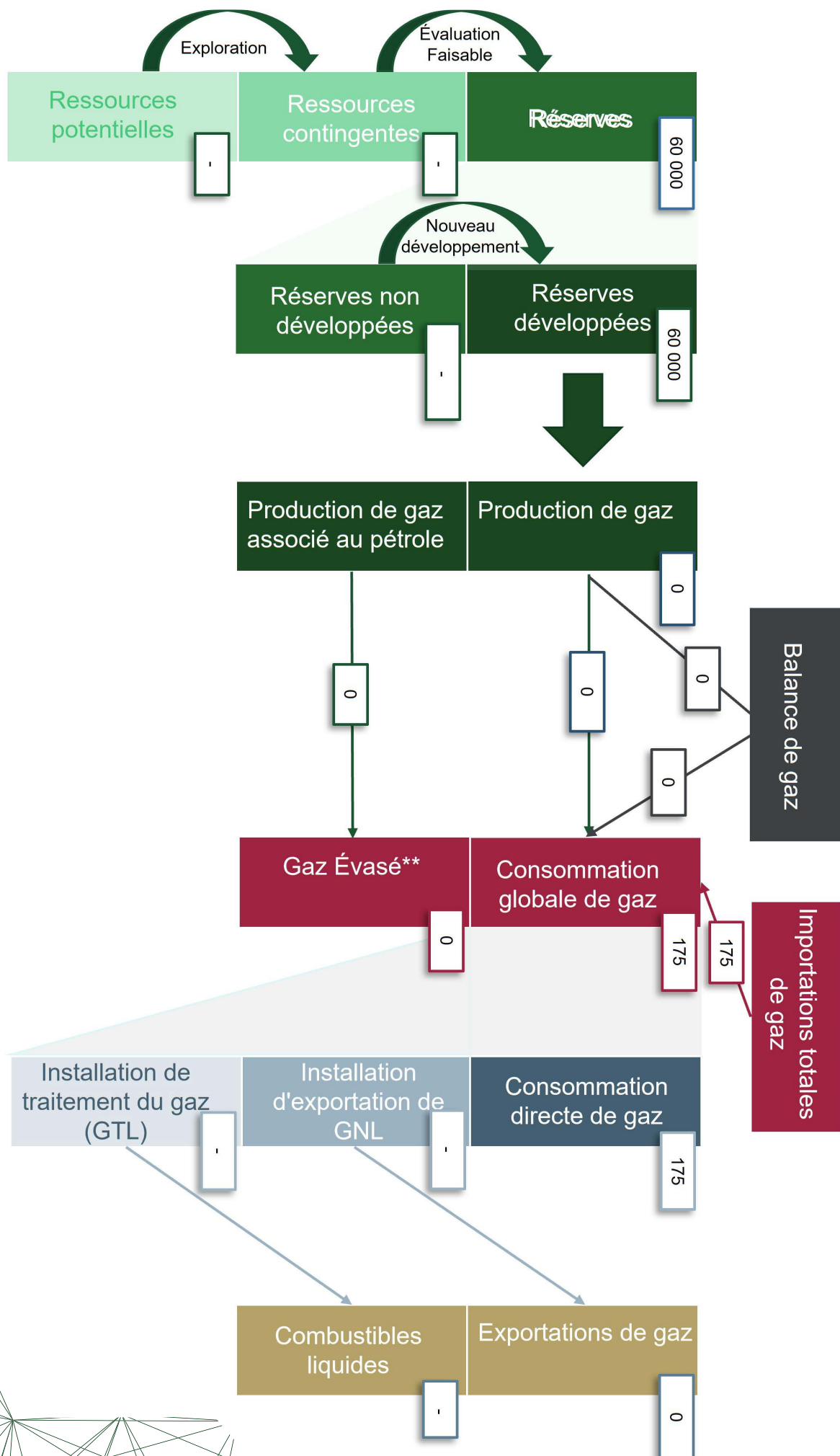
*Toutes les valeurs sont exprimées en milliards de pieds cubes par an (bcf) **Selon l'intensité du brûlage à la torche

Figure 30 Infographie sur les flux du gaz naturel : Nigeria



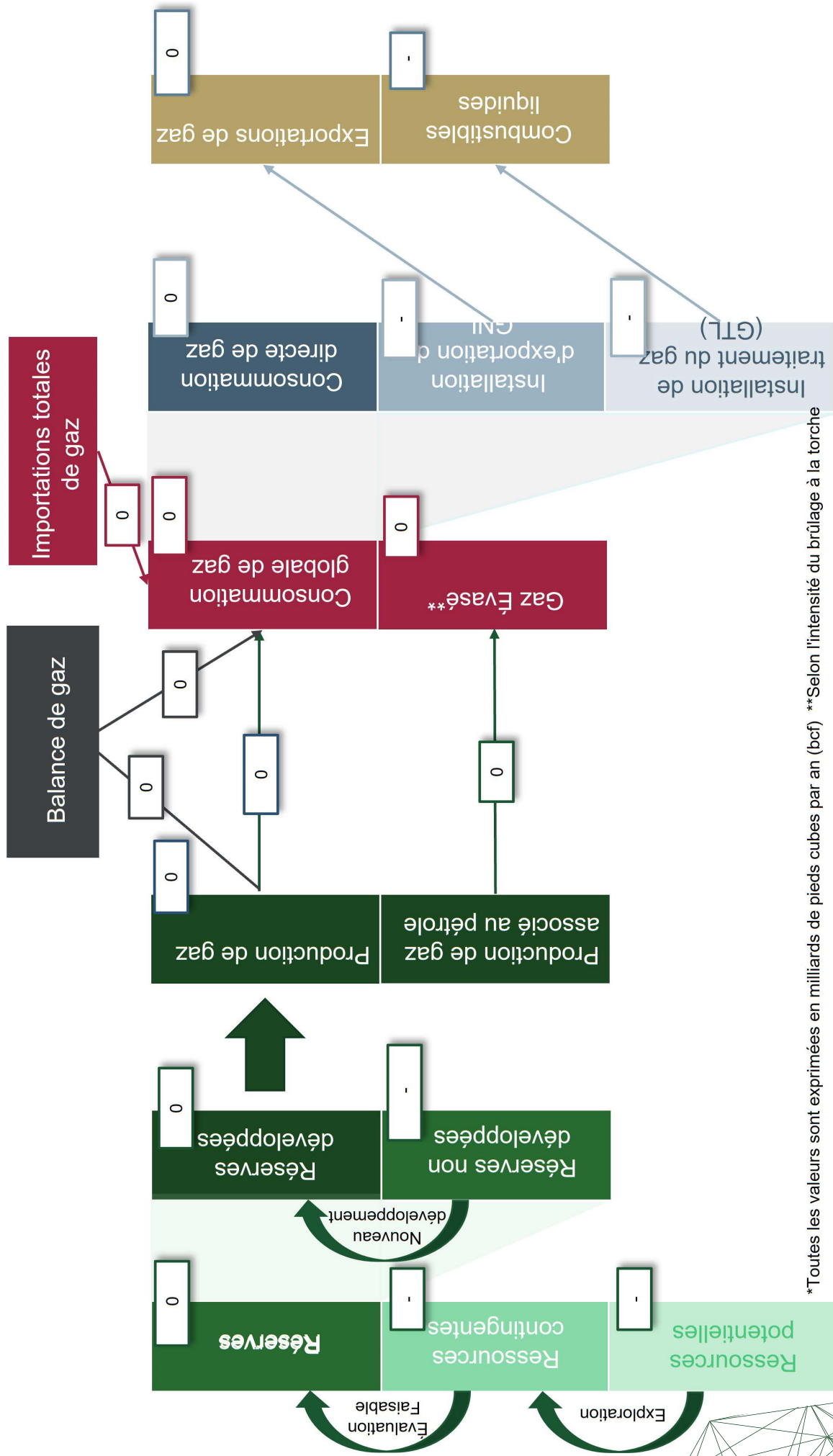
Toutes les valeurs sont exprimées en milliards de pieds cubes par an (bcf) **Selon l'intensité du brûlage à la torche

Figure 31 Infographie sur les flux de pétrole brut et de produits pétroliers raffinés : Sénégal



*Toutes les valeurs sont exprimées en milliards de pieds cubes par an (bcf) **Selon l'intensité du brûlage à la torche

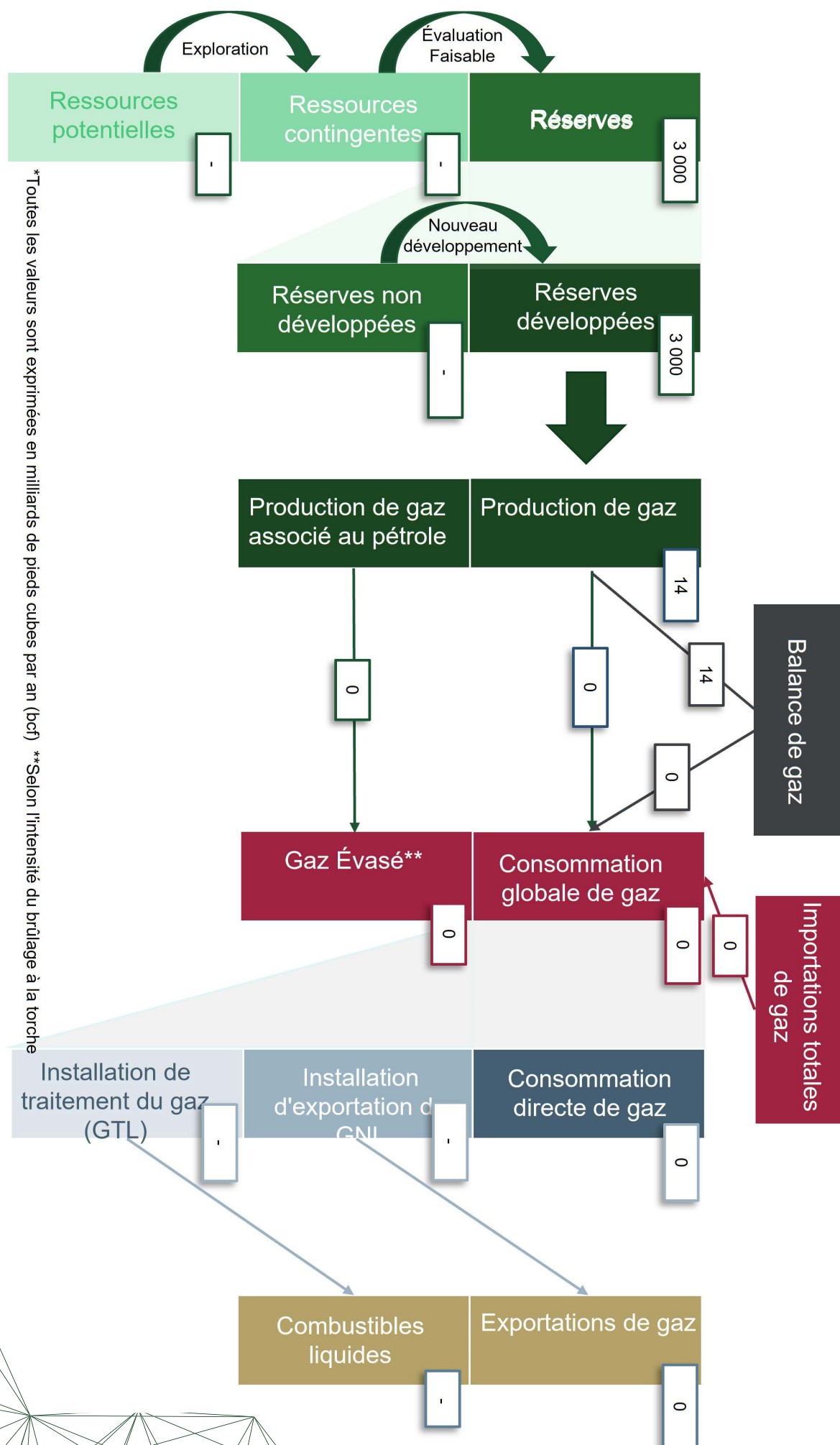
Figure 32 Infographie sur les flux du gaz naturel: Afrique du Sud

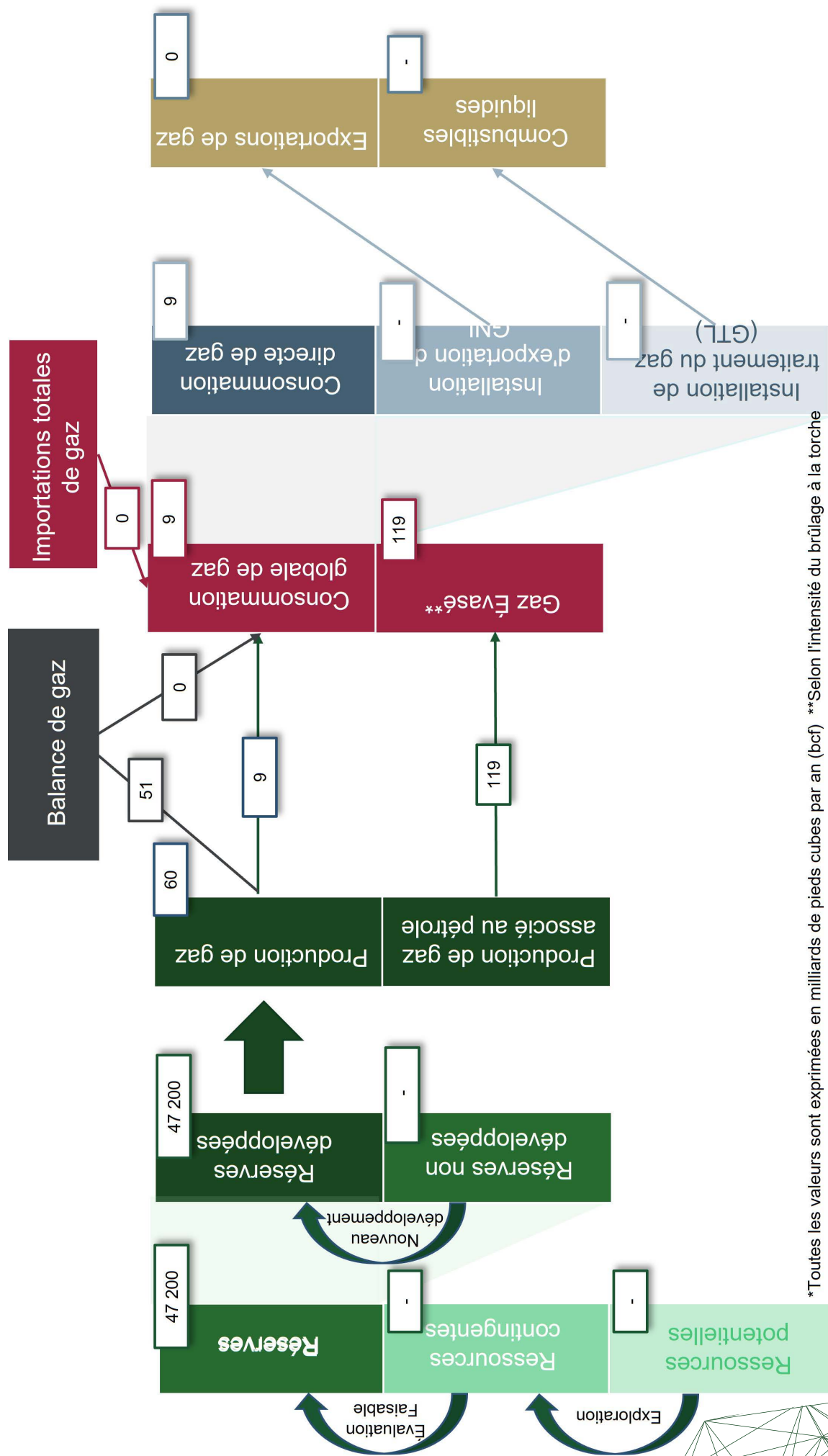


*Toutes les valeurs sont exprimées en milliards de pieds cubes par an (bcf) **Selon l'intensité du brûlage à la torche

Figure 33 Infographie sur les flux du gaz naturel: Sud-Soudan

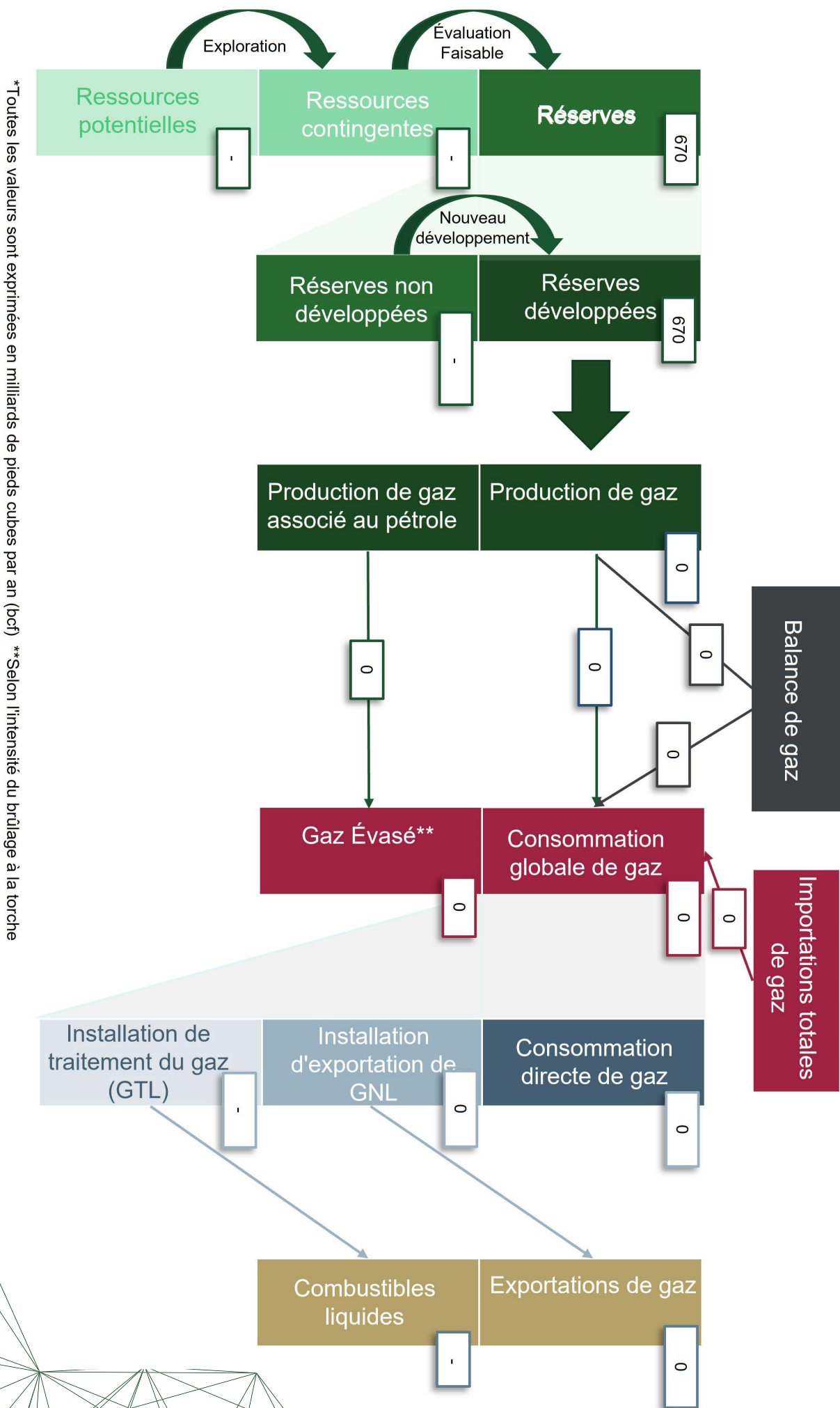
Figure 34 Infographie sur les flux du gaz naturel: Soudan





*Toutes les valeurs sont exprimées en milliards de pieds cubes par an (bcf) **Selon l'intensité du brûlage à la torche

Figure 35 Infographie sur les flux du gaz naturel: Tanzanie



*Toutes les valeurs sont exprimées en milliards de pieds cubes par an (bcf) **Selon l'intensité du brûlage à la torche

Figure 36 Infographie sur les flux du gaz naturel: Ouganda

Annexe C

Perspectives des réserves

46.681

1. Perspectives des réserves à court, moyen et long terme

Vous trouverez ci-dessous un résumé des réserves restantes de pétrole brut et de gaz naturel estimées sur la base des conditions actuelles (données de production et de réserves pour 2020).

Il convient de noter que les données présentées ci-dessous concernent uniquement les pays sélectionnés pour l'analyse de cette étude et qui étaient en production en 2020.

1.1 Pétrole brut

Les réserves de pétrole brut des pays producteurs sélectionnés pour cette étude ont été estimées à environ 123 milliards de barils, la

majorité des réserves étant situées en Afrique du Nord et en Afrique de l'Ouest, comme le montre la Figure 2.

Les monopoles pétroliers, tels que la Libye au nord, le Nigeria à l'ouest et l'Angola au sud, peuvent constituer une menace pour la sécurité de l'approvisionnement régional.

Les gisements de pétrole en Afrique australe devraient s'épuiser à moyen terme, et les gisements de pétrole en Afrique centrale s'épuiseront progressivement à plus long terme, tel que décrit dans la Figure 1. Des informations détaillées sur les réserves pour chaque période considérée dans cette étude figurent dans les Figure 3, 4 et 5.

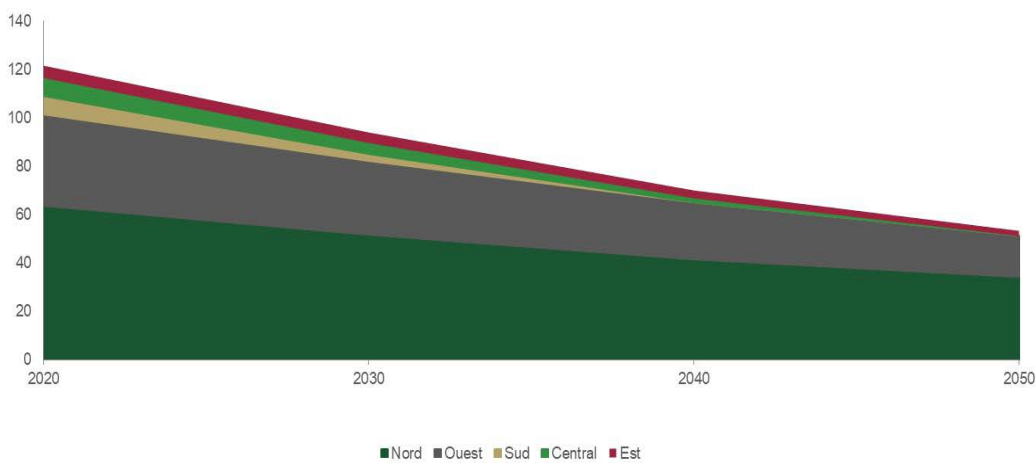


Figure 1 Perspectives des réserves régionales : Pétrole brut (milliards de barils)

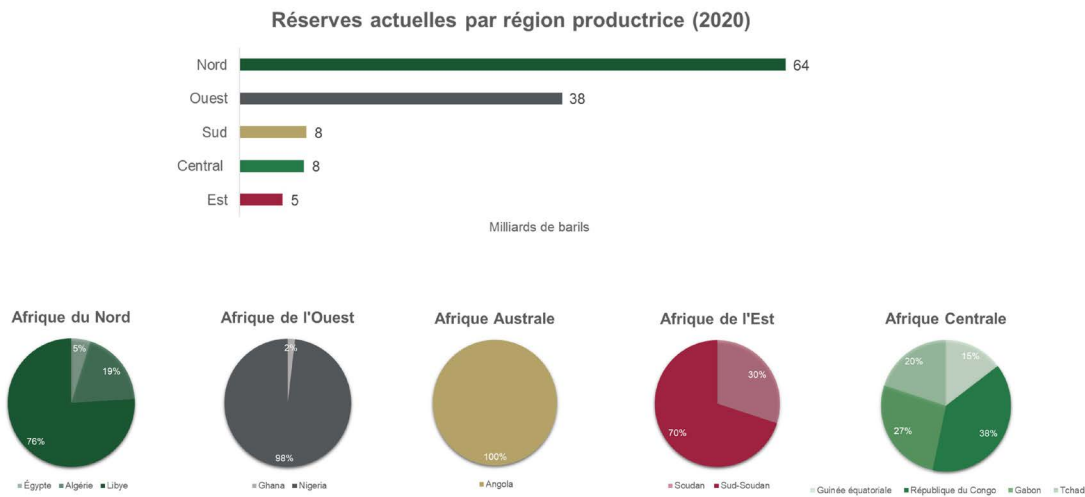


Figure 2 Réserves régionales de pétrole brut et répartition pondérée des pays producteurs : à jour

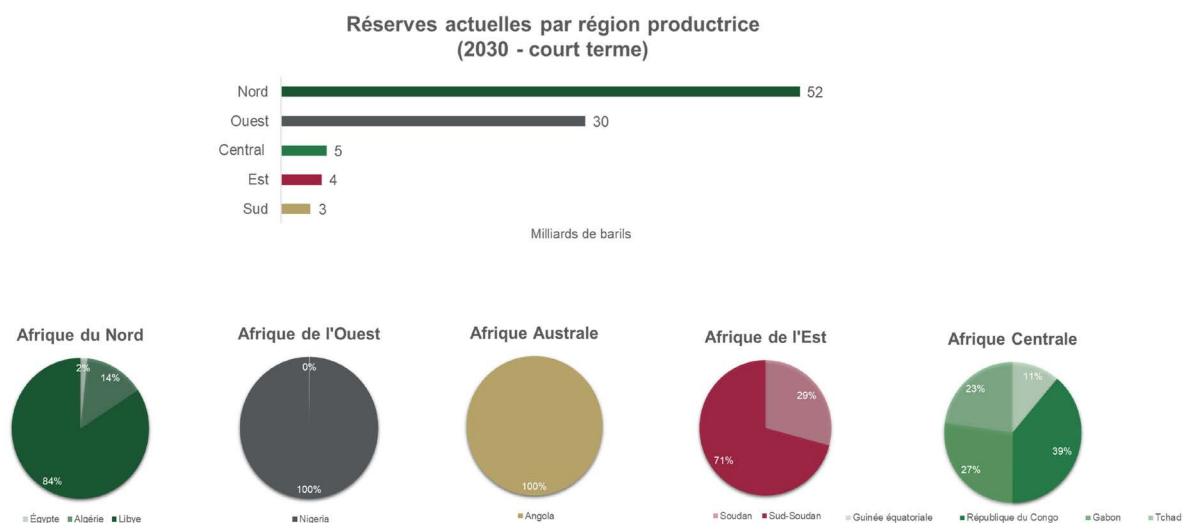


Figure 3 Réserves régionales de pétrole brut et répartition pondérée des pays producteurs : Court terme

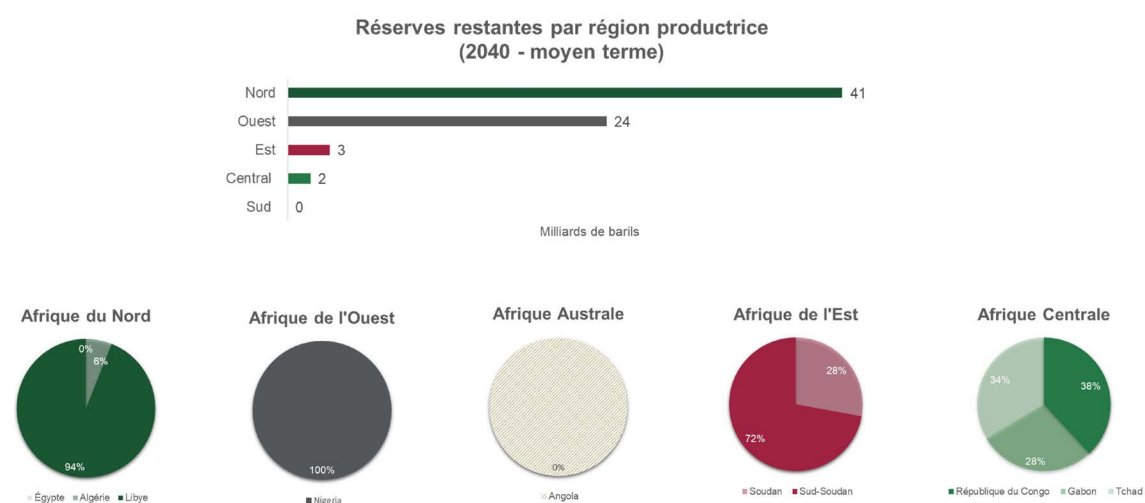


Figure 4 Réserves régionales de pétrole brut et répartition pondérée des pays producteurs : Moyen terme

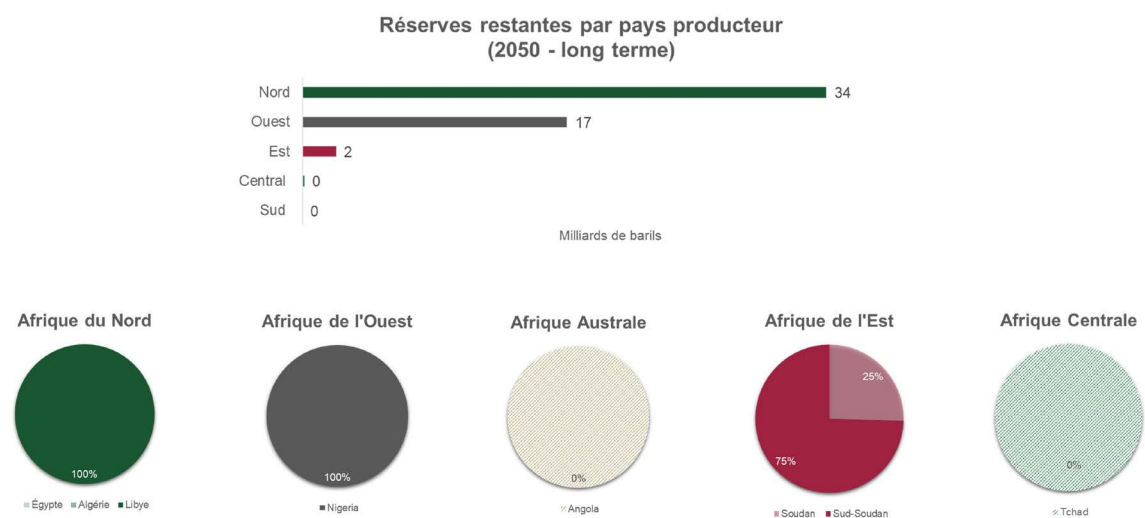


Figure 5 Réserves régionales de pétrole brut et répartition pondérée des pays producteurs : A long terme

1.2 Gaz naturel

La Figure 7 illustre la répartition des réserves de gaz naturel dans les pays évalués dans le cadre de cette étude, qui sont estimées à environ 738 tcf, avec la plus forte concentration en Afrique du Nord, en Afrique australe et en Afrique de l'Ouest.

Les monopoles de gaz naturel, tels que le Mozambique au sud, le Nigeria au nord, la Tanzanie à l'est et la RDC en Afrique centrale,

peuvent constituer une menace pour la sécurité de l'approvisionnement régional.

À la lumière des faibles volumes de production sur le continent, on s'attend à ce que les réserves de gaz naturel soient substantielles dans un avenir prévisible, comme indiqué dans la Figure 6. Les détails des réserves concernant chaque période considérée sont présentées dans les Figures 8, 9 et 10.

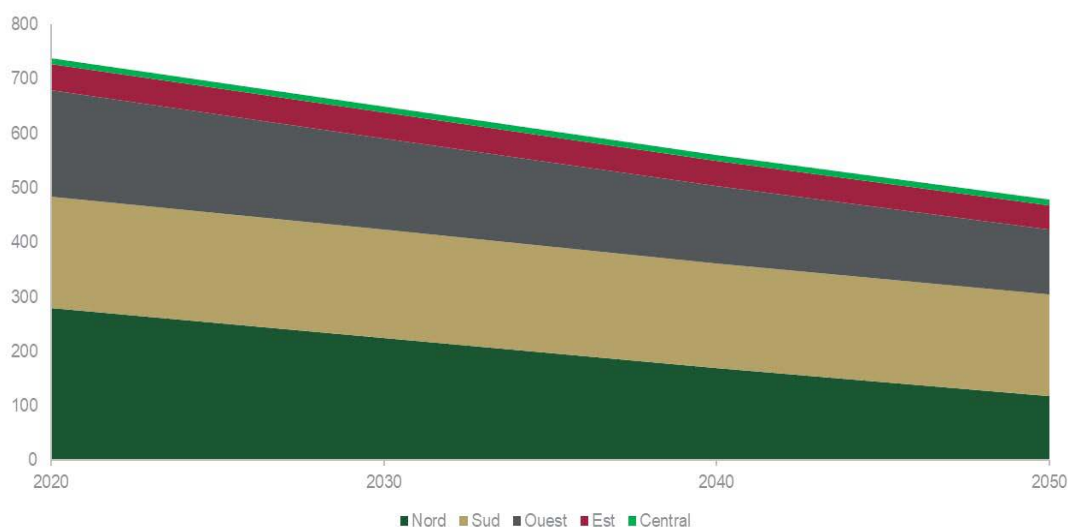


Figure 6 Perspectives des réserves régionales : Gaz naturel (tcf)

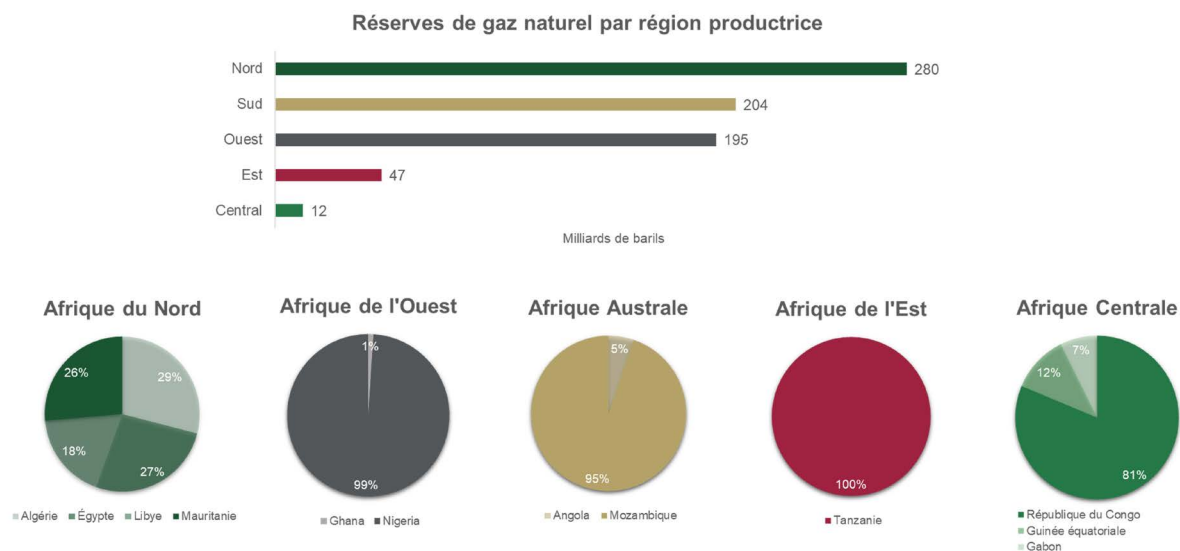


Figure 7 Réserves régionales de gaz naturel et répartition pondérée des pays producteurs : à jour

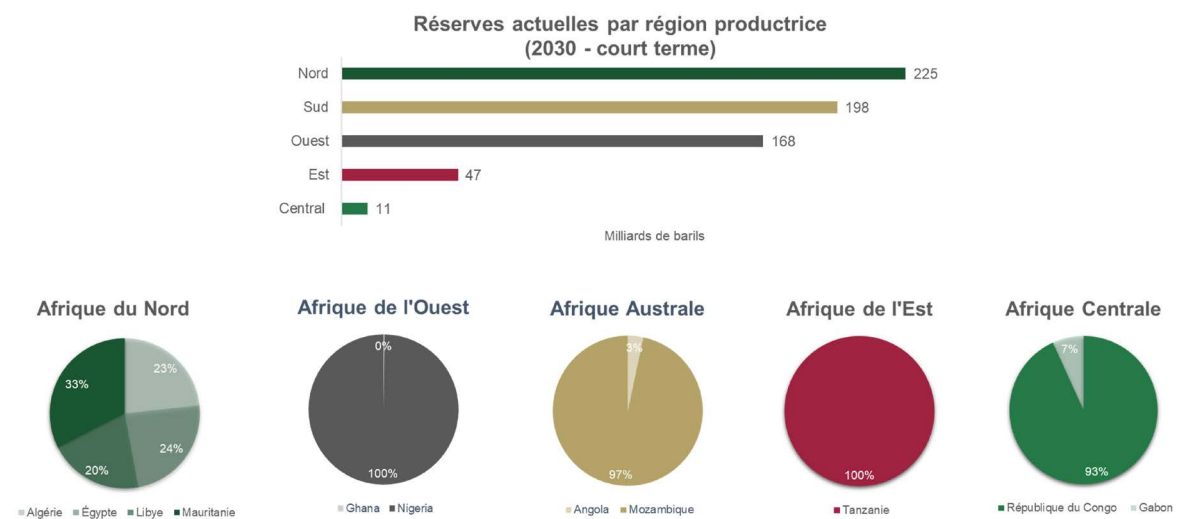


Figure 8 Figure 8: Réserves régionales de gaz naturel et répartition pondérée des pays producteurs : Court terme

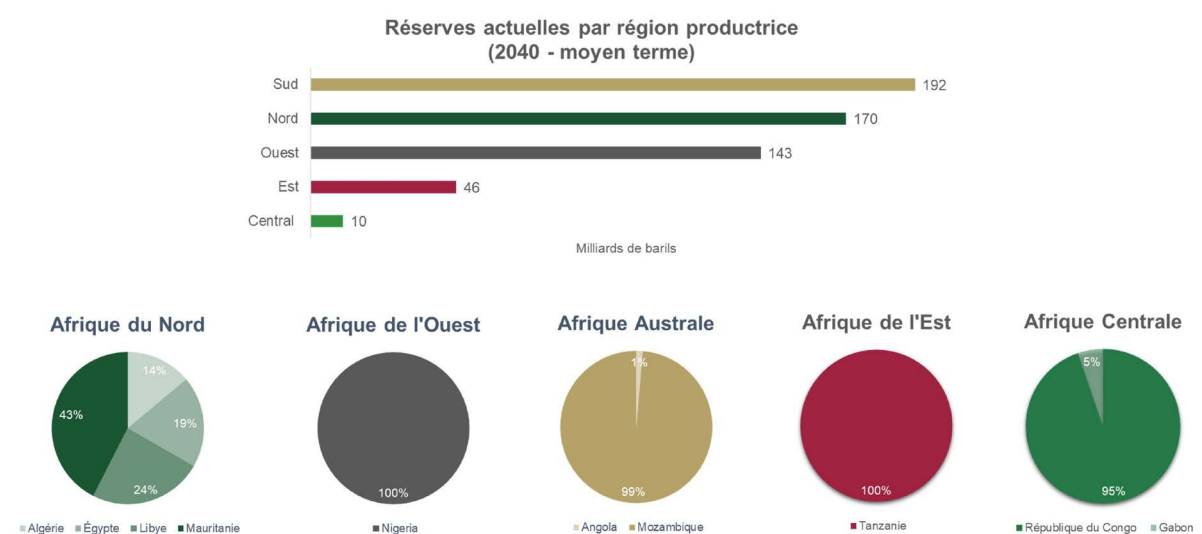


Figure 9 Réserves régionales de gaz naturel et répartition pondérée des pays producteurs : Moyen terme

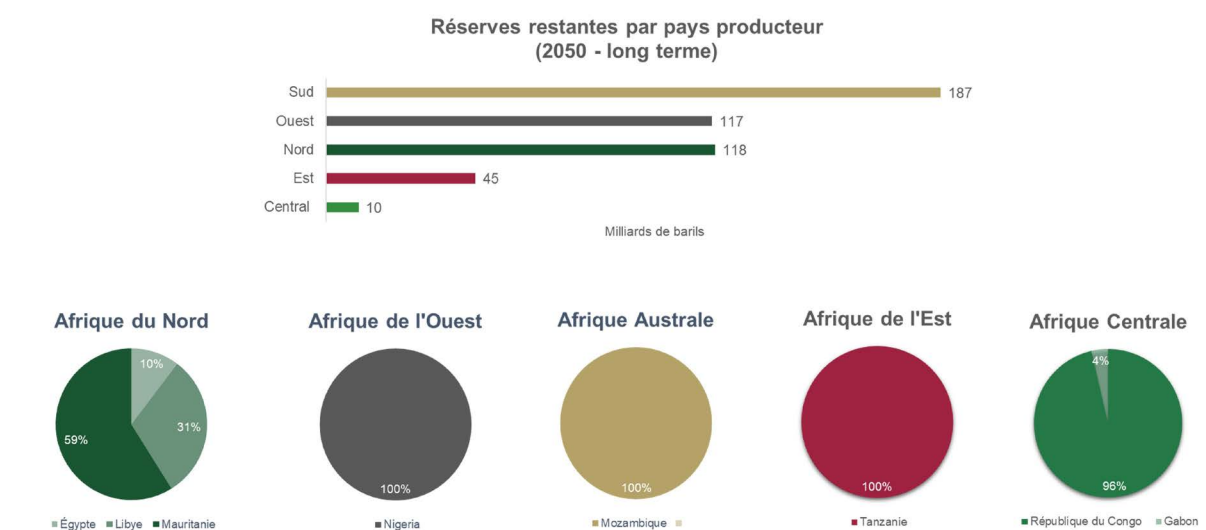


Figure 10 Réserves régionales de gaz naturel et répartition pondérée des pays producteurs : A long terme